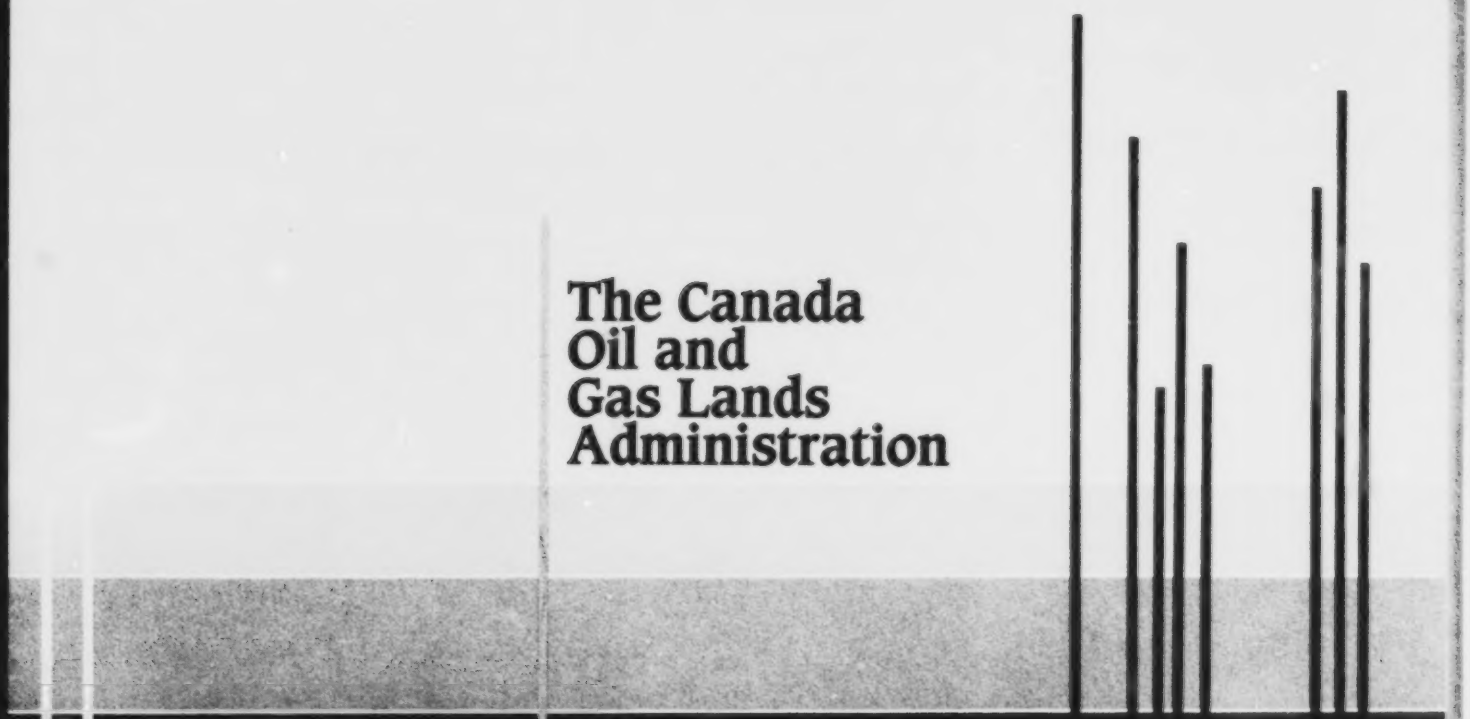
The Canada Oil and Gas Lands Administration



Annual Report 1985

Table of Contents

Corporate Profile 1
Messages from the Ministers 2
Map of Canada's Frontier Lands 4
A Word from COGLA's Administrator 6
1985 Highlights 7
New Frontier Energy Policy 9
Federal-Provincial and Territorial Management of the Frontier 10
- Newfoundland and Labrador 10
- Nova Scotia 11
- Joint Management of Northern Resources 12
- West Coast 12

Rights Management 12
Exploration Activity 14
Development Activity 17
Protection of the Worker 18
Protection of the Environment 22
Employment and Industrial Benefits 25
Nonfuel Minerals 27
Regional Statistical Summary 27
- Frontier Lands 28
- Mainland Territories 29
- Mackenzie Delta and Beaufort Sea 32
- Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore ... 35
- Hudson Bay 37
- Grand Banks and Labrador Sea 39
- Nova Scotia Offshore 42

Glossary 45
COGLA Offices 46

© Minister of Supply and Services Canada 1986

Cat. No. M97-1985E

ISBN 0-662-14678-6

Corporate Profile

The Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA) was established in 1981 by a Memorandum of Understanding between the ministers of Energy, Mines and Resources and Indian Affairs and Northern Development.

It serves as the federal government's principal point of contact with the oil and gas industry for rights disposition and operational activities on frontier lands, which include the Yukon and Northwest Territories, Hudson Bay and most of Canada's offshore areas.

COGLA's prime objective is to encourage the vigorous and responsible exploration, development and production of oil and gas on frontier lands in a manner that is safe and environmentally acceptable, and which provides Canadians full and fair access to socioeconomic benefits arising from oil and gas activity.

COGLA consists of six branches:

The Land Management Branch
The Engineering Branch
The Resource Evaluation Branch
The Environmental Protection Branch
The Canada Benefits Branch
The Policy Analysis and Coordination Branch

COGLA's regional offices in Halifax and Yellowknife have operational responsibility for the Maritimes and the North, respectively. COGLA's office in St. John's had operational responsibility for the Newfoundland and Labrador offshore in 1985. This responsibility was to be assumed in January 1986 by the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, established by the Atlantic Accord. The regional offices issue authorizations to drill wells and undertake geophysical and geological programs. They also conduct regular inspections and monitor engineering, geological, environmental and Canada benefits aspects of all industry operations.

Message from the Minister of Energy, Mines and Resources, the Honourable Pat Carney

Minister Pat Carney

I am honoured to submit to Parliament the fourth annual report of the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA). Since 1981 COGLA has provided the regulatory framework for oil and gas activity on Canada's frontier lands, and has worked hard to earn the respect of the industry, other government departments, and the public, whose interests it helps to protect.

COGLA played an important role in helping to set up the Atlantic Accord between the Government of Canada and the Government of Newfoundland and Labrador. This historic accord, signed on February 11, 1985, established a joint management and revenue sharing regime for development of offshore oil and gas resources. The accord also illustrated a new spirit of federal-provincial cooperation with the creation of the independent Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board.

On October 17, 1985 Newfoundland and Labrador's Minister of Energy, William Marshall, and I were pleased to announce the appointment to the new board of the chairman, Ted Baugh, and two vice-chairmen, John Fitzgerald and Diego Henao.

As of January 1986 the new board and its staff assumed the operational responsibilities of COGLA and the Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate for offshore oil and gas activity. The federal and provincial legislation implementing the Atlantic Accord will become law in 1986.

Negotiations were also initiated in 1985 with the goal of achieving a similar accord between the governments of Canada and Nova Scotia to replace the existing Canada - Nova Scotia Offshore Agreement.

The Western Accord, signed by Canada and the western provinces in March 1985, signaled a new relationship between governments and industry in the development of Canada's conventional and frontier petroleum resources. The rules were changed to allow the Canadian petroleum industry to realize its full potential as a viable engine of economic growth.

On October 30, 1985, with a similar objective in mind, the Minister of Indian Affairs and Northern Development, the Honourable David Crombie, and I announced a new federal policy for frontier lands entitled Canada's Energy Frontiers: A Framework for Investment and Jobs. The legislative framework for this policy initiative will be the proposed Canada Petroleum Resources Act, which was introduced in Parliament as Bill C-92 on December 20, 1985. The new act will replace the Canada Oil and Gas Act of 1982.

The new legislation will streamline the regulatory process for oil and gas activity on frontier lands, and will eliminate the discriminatory and interventionist aspects of the previous legislation developed under the National Energy Program.

These dramatic changes were made because we listened to the provinces and to the energy industry. With these changes, we have given the industry the tools needed to do the job of developing Canada's petroleum resources on frontier lands. I am optimistic that industry will use these tools to enhance Canada's petroleum resource base and to provide jobs and economic growth for Canadians.

Another essential mandate for COGLA is protection of the worker. The Royal Commission on the *Ocean Ranger* Marine Disaster issued its second, and final, report in 1985. I am pleased to say that COGLA and other federal departments had already implemented most of the recommendations of the final report by the time it was officially released. COGLA continues to initiate research projects which increase the safety of petroleum industry workers active in offshore and onshore frontier lands. Safety of the worker must always be an important priority and the Government will make every effort to implement the recommendations of the royal commission.

COGLA continued its excellent work as the federal regulatory focus, in concert with other federal and regional agencies, for protection of the frontier environment. In particular, COGLA made valuable contributions to important environmental review hearings in British Columbia and Newfoundland-Labrador in 1985.

It has been a busy year, a year of change and consolidation. As this annual report indicates, prospects look good for the development of frontier oil and gas resources, resources which Canada needs for the future. I believe the positive changes that occurred in 1985 have enhanced the spirit of cooperation between the federal government and the provinces, and between government and industry. We all have the same goal of energy resource development. Now that the necessary and important changes have been made, we can all work confidently together to accomplish that goal.

Message from the Minister of Indian Affairs and Northern Development, the Honourable David Crombie

I am pleased to join my colleague, the Honourable Pat Carney, Minister of Energy, Mines and Resources, in the submission to Parliament of the fourth annual report of the Canada Oil and Gas Lands Administration, which acts on my behalf north of 60°.

Last September I was privileged to address the Arctic Policy conference in Montreal. I used that occasion to outline our government's approach to the North: the *inukshuks*, or guideposts, which will determine our action. These included the nurturing of community, the preservation of the environment and the creation of wealth. I believe that the oil and gas industry has made, and will continue to make, a major contribution to the North's economic growth.

The past year has been marked by milestones that vividly demonstrate this role. In May I had the pleasure of attending the official opening of the Norman Wells oil field expansion and pipeline, which was completed on time and within budget. This is the first major hydrocarbon development in the North to ship northern crude oil to southern markets.

Another highpoint was the arrival in Montreal of an oil shipment from Panarctic Oils' Bent Horn project in the High Arctic. Using a specially modified combination bulk ore and oil tanker for the first part of the journey, approximately 16 800 cubic metres of crude oil were safetly shipped through the Northwest Passage to Montreal in September. Although small in scale, this project has served as a model to both industry and governments for consultation, joint planning and cooperation.

In October Miss Carney and I jointly announced a new Frontier Energy Policy. We believe it will have far-reaching benefits to both Canada and the North. To industry it offers clear rules, a fair fiscal regime and the necessary incentives to justify the costs of operating in the North. But it also commits this government to discuss with the territories joint management and resource revenue sharing, with the participation of northern aboriginal groups. This fulfills an earlier pledge to the Legislative Assembly of the Northwest Territories, when I promised to seek Cabinet support for such negotiations.

What is so exciting about these developments is how they are fitting into the approach our government is taking. During 1985 northerners and industry have moved toward a more complete understanding of one another, based upon a common desire to conserve the northern environment and respect the social fabric of northern communities. Bent Horn showed that with careful planning, the surface transportation of crude oil can be environmentally responsible. Norman Wells proved that significant economic benefits could be realized by northerners, without jeopardizing the social compact that exists within small northern communities.

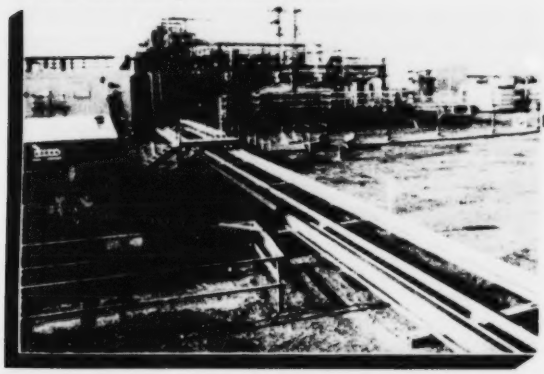
All those concerned with the development of the North's hydrocarbon reserves – governments, industry, aboriginal groups, northerners – have good reason to be satisfied with the progress we have made. A continuing partnership will enable us to work out new and innovative solutions to the problems still to be overcome. Fashioning such a consensus will not be easy but it is only through consensus that real progress will be made. This approach must succeed – the rewards are simply too valuable both to the North and to Canada.

Minister David Crombie

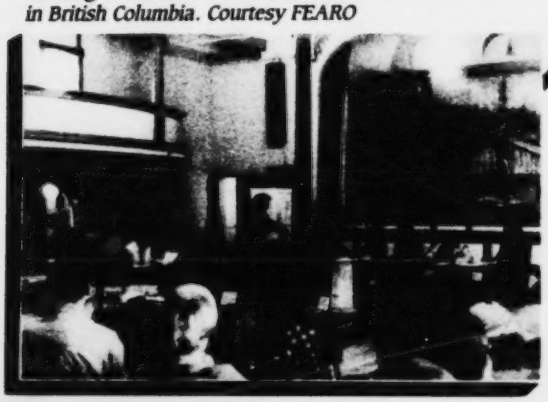
The M.V. Arctic, *first ship to transport crude from Bent Horn in the High Arctic for shipment south*

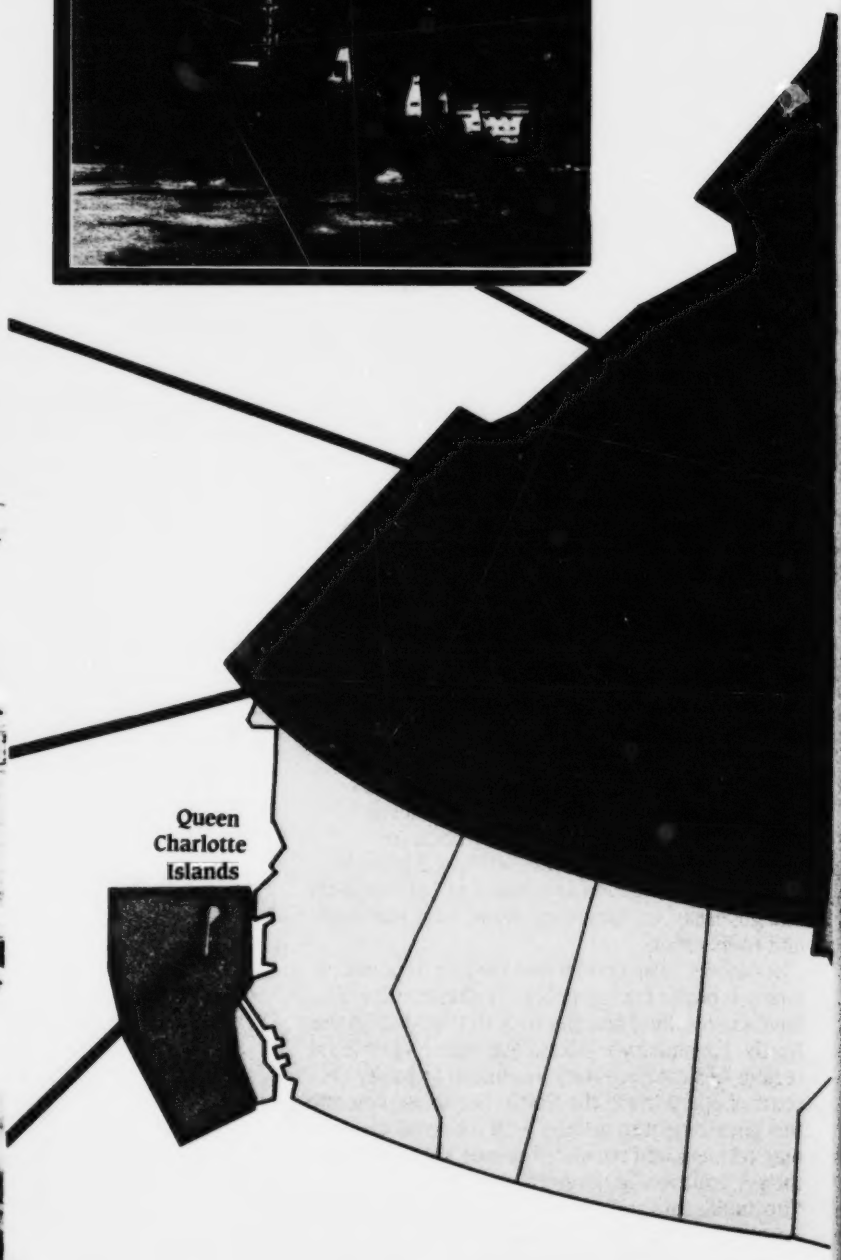
Kulluk *conical drilling unit with standby vessel, operating in the Beaufort Sea. Courtesy Gulf*

Production facility at Norman Wells



Meeting of the Environmental Assessment Review Panel in British Columbia. Courtesy FEARO





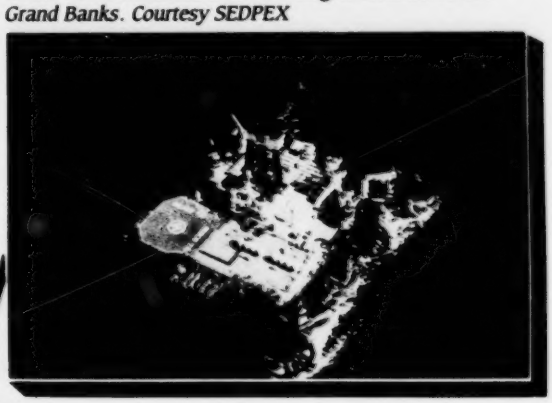
Area administered by the Minister of Energy, Mines and Resources

Area administered by the Minister of Indian Affairs and Northern Development

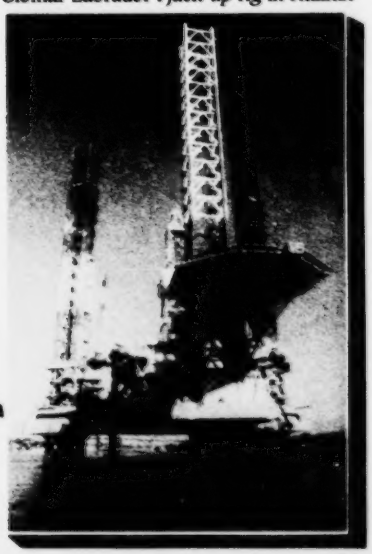
Neddrill 2 *drillship on its way to operate in Hudson Bay*

Display of marine seismic information gathering

Sedco 710 *semisubmersible traveling to location on the Grand Banks. Courtesy SEDPEX*



Glomar Labrador I *jack-up rig in Halifax*



A Word from COGLA's Administrator

Mr. Maurice Taschereau

The fourth edition of our annual report is a significant milestone for the Canada Oil and Gas Lands Administration. During the past four years, we have worked diligently to earn our reputation as a fair and consistent regulatory authority on Canada's frontier lands.

Since its inception, COGLA's challenge has been to administer a regulatory framework for an area twice the size of the 10 provinces. During my travels across the frontier lands, from Inuvik, Northwest Territories, through the Bent Horn project on Cameron Island in the High Arctic, to drilling units operating on the Grand Banks in the North Atlantic, I have learned that what works in one area is not always appropriate in another. In addition to the need for fair and consistent regulations, there is also a need for flexibility in developing the many regulations governing oil and gas activity on the frontier lands. COGLA has consulted extensively with the petroleum industry, with provincial-territorial governments and with other organizations to achieve this flexibility.

Another major challenge has been safety. Work in the frontier lands, whether the North Atlantic, the High Arctic, or the Beaufort Sea, occurs in some of the most hazardous environments in the world. COGLA has played an important role in sponsoring research projects that have led to significant safety improvements. Two recent and important examples include a new emergency control ascent mechanism for diving bells and the Preferred Orientation and Displacement Lifecraft Launching System (PROD), projects which came to life because of COGLA-industry cooperation.

The challenges COGLA has faced could not have been met successfully without the dedicated staff at headquarters and in the regional offices.

I would like to take this opportunity to thank all of the staff at our regional office in St. John's, Newfoundland. They were particularly helpful during the transition period leading to the assumption of operational responsibility for offshore oil and gas matters in that region by the new, independent Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board.

Now that COGLA has successfully resolved many of the challenges of our first four years, we look forward to the challenges of the future.

1985 Highlights

The Atlantic Accord was signed between Canada and Newfoundland and Labrador on February 11, establishing a joint resource management and revenue sharing regime for offshore oil and gas development. The accord created an independent federal-provincial Offshore Petroleum Board, which in January 1986 assumed the operational responsibilities of COGLA and the Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate for offshore Newfoundland and Labrador. Legislation implementing the Atlantic Accord was prepared during the year and was expected to be introduced in Parliament and the Newfoundland and Labrador Legislature in early 1986.

Negotiations began between Canada and Nova Scotia during 1985 with the the goal of replacing the Canada - Nova Scotia Offshore Agreement with a Canada - Nova Scotia Accord in the future.

On October 30 the federal government announced a new frontier energy policy, Canada's Energy Frontiers: A Framework for Investment and Jobs. The legislative framework for this new policy direction was the proposed Canada Petroleum Resources Act, introduced on December 20, 1985, which is to replace the Canada Oil and Gas Act of 1982.

During 1985, a total of 65 wells – exploratory and delineation – were drilled on frontier lands, a 20 per cent increase over 1984. There were 15 new significant discoveries, six in the east coast offshore and nine in the North. The most important of these discoveries were Husky/Bow Valley's North Ben Nevis find on the Grand Banks, Dome's Adlartok in the Beaufort Sea, and Esso's shallow Tuk discovery in the Mackenzie Delta.

For the first time since 1981, there were more oil discoveries than gas finds. Discovered resources of oil and gas on frontier lands increased by 15 per cent and 5 per cent, respectively, over 1984.

The most important exploration news in 1985 was the report of very large flows of oil on the the initial tests of the first delineation well, I-65, to Gulf's promising 1984 Amauligak oil and gas discovery in the Beaufort Sea. The second zone tested was reported to have the largest oil productive capacity ever recorded in Canada.

The Norman Wells expansion project was virtually completed in 1985. Oil flowed through a new pipeline south at a rate of 3 000 cubic metres per day.

The first oil flowed south from the High Arctic in August when the Bent Horn project produced, then shipped, 16 800 cubic metres of oil from Cameron Island through the Northwest Passage to a Montreal refinery.

A federal-provincial Environmental Assessment Review Panel reviewed the Hibernia Environmental Impact Statement prepared by Mobil Oil Canada Ltd. and its partners. Its report was to be submitted to the federal and provincial governments and to the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board in early January 1986.

In 1985, another federal-provincial Environmental Assessment Review Panel conducted a review of Chevron Canada Limited's and Petro-Canada's Initial Environmental Evaluation (IEE) for activity offshore British Columbia. Its report was to be submitted to the federal and provincial governments in March 1986.

1985 Highlights

Mobil submitted a Development Plan for the Hibernia project which indicated that a gravity-base production system could be on stream by the early 1990s with a projected production maximum of 24 000 cubic metres of oil per day.

During the year, Mobil and its partners in the Venture Gas Project announced agreements for the sale of natural gas with two transmission companies in the United States. In July Mobil and its partners filed an application with the National Energy Board to export 8.5 million cubic metres of gas per day from the three fields of the Venture Gas Project.

In 1985, the *Ocean Ranger* royal commission announced an additional 70 recommendations on safety in the offshore. Almost 75 per cent of these recommendations had been totally or partly implemented by the time the final report was submitted.

COGLA initiated a joint venture in 1985 with the east coast oil and gas companies to produce and test a prototype rig evacuation system. Called PROD (for preferred orientation and displacement), the prototype was built in Canada using a British company's research model. In November and December, a series of 16 tests was conducted successfully by Husky/Bow Valley on the drilling unit *Bow Drill III*, operating on the Grand Banks offshore Newfoundland. More tests are proposed for Phase Two and Phase Three of the research project in 1986.

COGLA conducted 214 inspections of drilling units in 1985 and significant progress was made in the development of regulations, contingency planning, training, search and rescue and research

The Canada - Nova Scotia Board issued its first Call for Proposals on the east coast, and two Exploration Agreements were awarded to two consortia led by Canadian operators.

New Frontier Energy Policy

On October 30, 1985 Energy, Mines and Resources Minister Pat Carney and Indian Affairs and Northern Development Minister David Crombie announced a new frontier energy policy. A document entitled *Canada's Energy Frontiers; A Framework for Investment and Jobs* outlined a series of policy initiatives relating to resource management, royalties and Canadianization. The legislative framework for these initiatives is Bill C-92, the Canada Petroleum Resources Act, which is designed to replace the Canada Oil and Gas Act of 1982. The legislation was introduced in Parliament on December 20, 1985.

The new legislation will simplify the regulatory framework and provide a consistent legislative base for oil and gas companies operating in the frontier regions. It will also provide the basis for discussions on how these frontier initiatives will be implemented in the North.

Exploration rights are to be issued through an Exploration Licence. If a company's exploration results in the discovery of significant accumulations of oil or gas, the company would have the right to a Significant Discovery Licence. If the economics and technology favour commercial production, a Production Licence would be issued.

Under the proposed Canada Petroleum Resources Act, a simple, competitive system for issuing exploration rights to frontier lands will ensure the maximum return to Canadians as resource owners. The land issuance process is based on a single bidding criterion, with rights going to the highest bidder. The key factors in determining which bid evaluation criterion to choose in this 'best bid wins' process are geological prospectivity and policy objectives for that region of the frontier lands. Before any Exploration Licence is issued in the North, the Government of Canada will ensure that the views of native and community groups are considered. The legislation establishes a maximum term of nine years for all Exploration Licences. Direct, non-competitive issuance of rights is to be limited to exceptional circumstances.

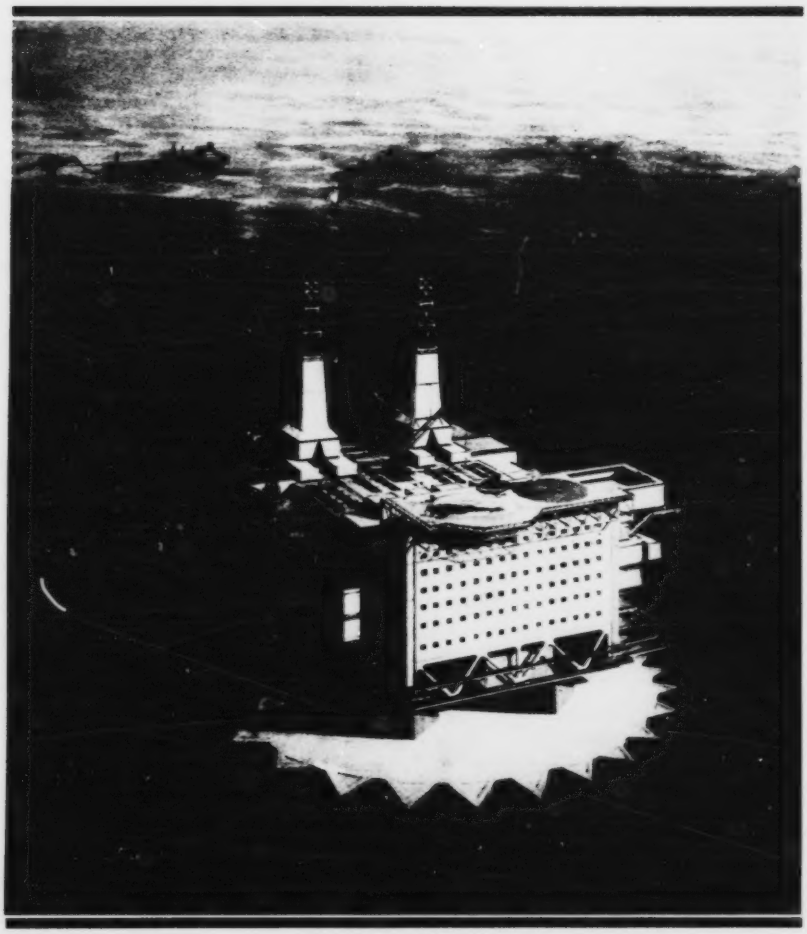
The new bill eliminates the Crown share provisions of the Canada Oil and Gas Act, which provided for a 25 per cent share for the federal government in all interests held in the frontier lands.

The requirement for a 50 per cent Canadian ownership level is maintained for all Production Licences related to discoveries made after March 1982. If a deficiency exists when a Development Plan is submitted, the interest holder must submit a plan satisfactory to the minister showing how the Canadian ownership level is to be brought to 50 per cent by the time the Production Licence is issued. If a deficiency still exists, the minister is empowered to require a competitive auction of a share that, if purchased, will achieve the required level of Canadian ownership. Canadian companies and provincial and territorial governments will be eligible to bid for such an asset, and the federal government will have the purchase right of last resort, but never at a price less than fair market value. Alternatively, the minister may waive or postpone these requirements if the plan has been followed satisfactorily.

The bill provides authority to prescribe the royalty regime for frontier lands in relevant regulations. The current 10 per cent basic royalty and 40 per cent progressive incremental royalty are eliminated. They are to be replaced by a royalty that, before project 'payout', begins at a rate of 1 per cent of gross revenues, rising to 5 per cent in increments of 1 per cent every 18 months. Following payout of the initial investment, which includes a fair return on capital invested, the royalty will be 30 per cent of net cash flow. The definition of payout will be determined in further consultations with the industry, and provincial and territorial governments. The Governor-in-Council will be empowered to authorize the reduction or exemption of royalty payments.

As an incentive for exploration on frontier lands, a 25 per cent exploration tax credit (ETC) will be applicable to exploration expenses above $5 million per well. In addition, a 25 per cent investment royalty credit will be applicable to eligible frontier exploratory well costs equal to, or below, $5 million for new exploratory wells. The credit will be applied against royalties otherwise payable within the region.

Federal-Provincial and Territorial Management of the Frontier



Artist's conception of gravity-base production system proposed by Mobil for the Hibernia oil field development. Courtesy Mobil

Newfoundland and Labrador

The Atlantic Accord

A joint management and revenue sharing regime for development of offshore petroleum resources was established on February 11, 1985, when the governments of Canada and Newfoundland and Labrador signed the Atlantic Accord.

The 68 clauses of the Atlantic Accord outlined the principles of joint management and revenue sharing associated with offshore oil and gas resources located in the offshore Newfoundland and Labrador area.

The accord provides for joint management through an independent board appointed by both governments. The province has final approval over decisions of the board relating to the pace and mode of development and the right to establish and collect resource revenues as if the resources were on land. A scheme of equalization offset payments was also included. Until national oil self-sufficiency is achieved, the Government of Canada has final approval over board decisions on the pace and mode of exploration and the pace of production. To ensure continuity and stability for the petroleum industry operating in the area, the implementing legislation will retain the provisions of existing federal legislation and regulations and will reflect the provisions contained in the proposed Canada Petroleum Resources Act, which was introduced in December 1985.

Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board

Under the Atlantic Accord, the two governments created the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, which is empowered to make decisions on all matters related to the management of offshore Newfoundland and Labrador oil and gas resources. The board was to assume the operational functions of COGLA and the Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate for the Newfoundland and Labrador offshore area in early January 1986.

To ensure that the board remains responsive to both governments, the accord provides for joint policy direction to the board on key issues such as industrial and employment benefits and public reviews. The accord also provides for ministerial review of fundamental decisions affecting the pace and mode of exploration and development.

Memoranda of understanding are being developed among the federal and provincial departments and the board to ensure effective coordination and minimum duplication in the areas of fisheries, environment, benefits and marine safety.

The board will act in an advisory capacity to the federal and provincial ministers responsible for energy until legislation implementing the accord has been enacted by Parliament and the Newfoundland and Labrador Legislature.

On October 17, 1985 the federal and provincial energy ministers announced the appointment to the new board of the chairman, Ted Baugh, and two vice-chairmen, John Fitzgerald and Diego Henao. In late January 1986 four new members were appointed to the board on a part-time basis. They are: Dr. G. Ross Peters, Dean of Engineering, Memorial University; Janet Gardiner, a prominent St. John's businesswoman; William A. Deyell, a retired engineer-executive of the Nova group of companies of Calgary; and John J. Zwolinski, projects coordinator, World Bank Group of Washington, D.C.

Canada-Newfoundland Offshore Development Fund

The accord also established a joint Canada-Newfoundland Offshore Development Fund of $300 million, which will be grant-financed by the two governments at a ratio of 75 per cent federal and 25 per cent provincial. The fund was established to help the province develop the infrastructure needed for oil and gas development, and to ensure the province reaps the socioeconomic benefits of offshore development.

Nova Scotia

The Canada - Nova Scotia Agreement

Following the signing of the Atlantic Accord with Newfoundland and Labrador in February 1985, the federal government reviewed with Nova Scotia the terms of the Canada - Nova Scotia Agreement on Offshore Oil and Gas Resource Management and Revenue Sharing. This agreement, which was reached in 1982, provided the basis for legislation governing management of, and sharing of revenues from, oil and gas activity offshore Nova Scotia. Detailed discussions with the province were under way at year's end on a possible new accord.

Canada - Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board

In early 1985, under the terms of the Canada - Nova Scotia Oil and Gas Agreement of 1982, the Canada - Nova Scotia Board issued its first Call for Proposals to industry, resulting in the awarding of two Exploration Agreements. The agreements were won by two consortia led by Canadian operators: Canterra Energy Ltd.; and Husky Oil Operations Ltd. and Bow Valley Industries Ltd. The drilling programs for the two agreements represent expenditures of up to $190 million and call for the drilling of up to four wells between 1986 and 1989.

Exploration Agreements for lands on the Scotian Shelf were close to their expiry dates in late 1985. The board extended all agreements that would have terminated in the fall of 1985 to December 16, 1985, to allow the oil companies to develop exploratory programs based on the new frontier energy policy.

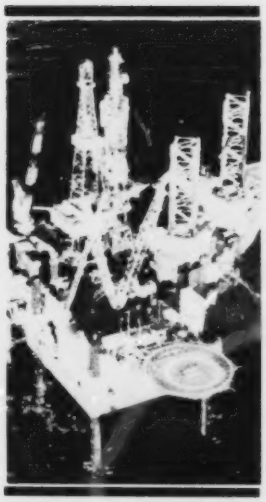
During 1985 the board decided to issue a Call for Nominations in early 1986. This was to give industry an opportunity to request that specific lands in this area be included in a Call for Proposals for new Exploration Licences. The board advised industry of this decision in August 1985 so that companies could plan exploration programs for 1986. All lands offshore Nova Scotia are to be open for the Call for Nominations, including a significant portion of the lands surrounding Sable Island, which Mobil relinquished in November 1985 and which are considered prospective for oil and gas.

In December second-round Exploration Agreements were concluded for rights to lands offshore Nova Scotia.

A resolution by a chamber of the International Court of Justice of the Canada - United States boundary dispute in the Gulf of Maine in October 1984 enabled the board to begin deliberations on petroleum exploration in the Gulf of Maine - Georges Bank area.

Since Georges Bank is a highly productive fishing area, the board advised operators holding oil and gas interests in these lands that any future negotiations of Exploration Licences under the proposed Canada Petroleum Resources Act must address fisheries and environmental issues in a very comprehensive manner.

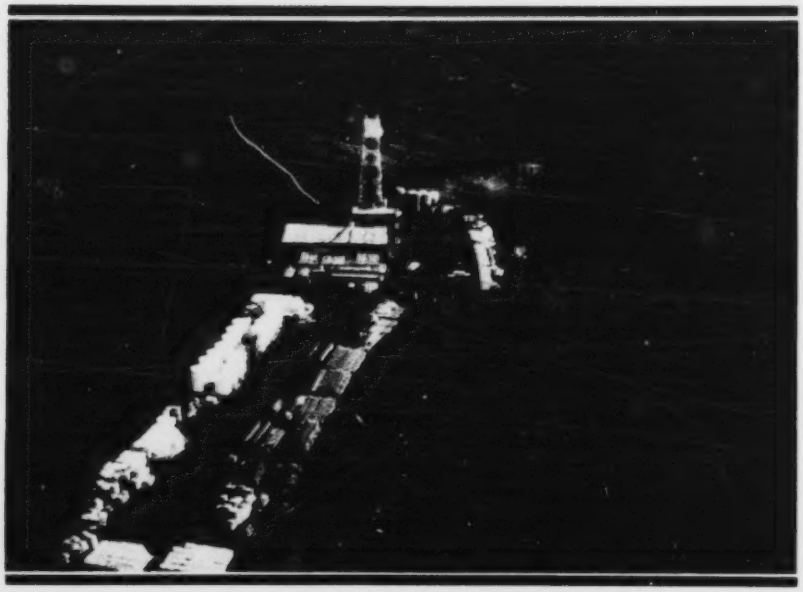
The board maintained regular contact with Mobil during 1985 concerning its plans for the Venture natural gas project near Sable Island. Mobil focused



Gas plant facility similar to that proposed for the Venture gas field development. Courtesy Stone and Webster Canada Ltd.

Canada–Nova Scotia Offshore Oil and Gas Board. Front row: George Anderson, Federal Member; Maurice Taschereau, Chairman; Rick Hornby, Provincial Member. Back row: Wynne Potter, Director General, COGLA Halifax Office; Don Sherwin, Alternate Federal Member; Jeff Carruthers, Federal Member; Al Manuel, Alternate Provincial Member.

Federal-Provincial and Territorial Management of the Frontier



Onshore rig operating in the Liard area

on proving the existence of threshold gas reserves at Venture and adjacent fields to justify development and to reassure Canadian and American regulatory authorities, and the United States gas transmission companies, the major customers for the project, that there was enough gas to support the project.

Joint Management of Northern Resources

When Indian Affairs and Northern Development Minister David Crombie spoke before the Northwest Territories Legislature in February 1985, he announced his intention to discuss with Cabinet the principle of joint resource management and revenue sharing between the federal government and the territorial governments. Mr. Crombie also said he intended to involve native peoples in the discussions on joint management and revenue sharing associated with petroleum resources.

West Coast

During public information sessions and public hearings held in 1985 throughout British Columbia by the West Coast Environmental Assessment Review Panel, COGLA worked closely with the British Columbia government and other federal and provincial agencies. Preparations were made for formal discussions in 1986 concerning a shared regulatory regime for oil and gas resources in the offshore.

Rights Management

COGLA is responsible for the issuance, registration, transfer and administration of oil and gas exploration and production rights on frontier lands on behalf of the two ministers. In the past, exploration interests for new lands have been negotiated on the basis of proposals submitted by companies in response to public calls. Under the new Frontier Lands Policy, exploration rights will be issued competitively, based on a single bidding criterion. COGLA is also responsible for collecting royalties from production on frontier lands, with the exception of the Newfoundland-Labrador offshore, where the new Offshore Petroleum Board was to assume COGLA's role in January 1986. COGLA also administers federally owned mineral rights on public lands in the provinces.

During 1985 the conversion of the remaining former permits into Exploration Agreements, pursuant to the Canada Oil and Gas Act, was completed for areas under active exploration. At year's end, COGLA was drafting nine second-round agreements for the Scotian Shelf and Slope. These agreements provide for terms of three and four years, subject to payment of annual rentals and, in some cases, specific work programs.

Also in 1985, the first Production Licence was issued for Panarctic's Bent Horn project, authorizing the first shipment of Arctic oil to southern markets.

Nine parcels of Crown reserve lands were offered for disposition through the following three Calls for Proposals in 1985:

- Call for Proposals 84-1, gazetted January 5, 1985 and closed March 7, 1985, resulted in the issuance of two Exploration Agreements for lands in the vicinity of Sable Island, offshore Nova Scotia. These agreements, numbered 269 and 270, are operated by Husky/Bow Valley and Canterra, respectively.
- Call for Proposals 86 NWT-1, gazetted December 21, 1985 and closed February 20, 1986, consisted of one parcel of land containing some 400 000 hectares near Fort Good Hope, Northwest Territories.
- Call for Proposals 86 N-1 gazetted December 28, 1985 and closed February 28, 1986, consisted of six parcels of land containing 1.4 million hectares offshore Newfoundland.

FRONTIER LAND HOLDINGS*	1981	1982	1983	1984	1985
Number of Exploration Agreements Active	0	47	120	153	150
Lands Negotiated into Exploration Agreements (Millions of Hectares)	0	35.8	25.0	21.2	24.9
Lands Relinquished or Surrendered (Millions of Hectares)	N/A	N/A	1.6	24.7	20.0
Lands Active (Millions of Hectares)	148.9	134.2	115.4	89.5	70.8

** At year's end.*

LAND STATUS AT YEAR END, 1985

	Active Exploration Agreements	Lands Relinquished or Surrendered	Lands Negotiated into Exploration Agreements	Lands Active	Pending Lands**
		Millions of Hectares	Millions of Hectares	Millions of Hectares	Millions of Hectares
Mainland Territories	34	3.1	0	9.2	0.7
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	23	1.6	0	7.3	0
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	25	1.4	0.7	15.1	6.4
Hudson Bay	2	0.2	23.3	23.1	1.4
Grand Banks and Labrador Sea	38	10.9	0	11.9	3.7
Nova Scotia Offshore*	28	2.8	0.9	4.2	3.0
West Coast	0	0	0	0	8.7
Total	150	20.0	24.9	70.8	23.9

** Includes Gulf of St. Lawrence.*

*** 'Pending' includes areas where exploration activity has been suspended: West Coast, Lancaster Sound, Baffin Bay, Georges Bank, St-Pierre et Miquelon, etc.*

EXPLORATION AGREEMENTS NEGOTIATED IN 1985

Operating Company	Month Announced	Number of Agreements	Area (10^3 hectares)	Location	Term (years)	Well Commitment	Program Value ($10^6$$)	Canadian Content (%)	Regional Content (%)
Husky	January	1	91.00	Scotian Shelf	4	2(+1)**	110.0	51	29
Canterra	January	1	72.00	Scotian Shelf	3	1	38.0	64	34
Panarctic	February	1	.01	Bent Horn*	4	0	9.0	85	17
Canadian Occidental	June	1	22 911.00	Hudson Bay	5	1(2)	19.8	51	9
Sogepet/ICG	June	1	429.00	Hudson Bay	5	1	19.8	51	9

** Development agreement. ** Option wells.*

During 1985 the preparation of draft regulations to establish the Canada Lands Registry for the various agreements and related interests in frontier lands was undertaken. After extensive consultations with industry and financial institutions, the regulations are to be promulgated and the registry will become operational in 1986.

Exploration Activity

In 1985 a total of 65 wells – exploratory and delineation – were drilled on frontier lands, an increase of 11 over 1984. Twenty-seven of these wells were in the east coast offshore, 36 were in northern regions, and two were in Hudson Bay. Drilling resulted in 15 new significant discoveries, six in the east coast offshore and nine in the North.

For the first time since 1981, the number of oil, or oil and gas, discoveries exceeded the number of gas finds.

Mainland Territories

Exploratory activity in the Mackenzie Valley south of the delta remained high for the second consecutive year.

Sixteen wildcat wells were drilled, two of which resulted in gas discoveries: one at Exco's Cameron I-16, just north of the Alberta border, and the other at Petro-Canada's Tweed Lake M-47 northeast of Norman Wells in the Colville Hills area. A third well, NSM's Arrowhead G-69, drilled in 1984 in the Ford Liard area north of British Columbia, was reentered in 1985 and also tested gas. The Tweed Lake discovery was offset by a delineation well late in the year.

Fourteen wells – three in the southern Northwest Territories, two in the Franklin Mountains west of the Mackenzie River, four northwest and southeast of Norman Wells on the Mackenzie Plain, three in the Colville Hills, and two in the Eagle Plain area of the Yukon Territory – did not encounter significant hydrocarbons.

Mackenzie Delta and Beaufort Sea

In the Mackenzie Delta - Beaufort Sea region, 16 wells were terminated – 11 exploratory and five delineation. In the offshore Beaufort, exploratory drilling resulted in three discoveries: one oil, one oil and gas, and one gas.

The first discovery of 1985 was in Esso Resources Canada Limited's Amerk O-09 well drilled from its steel caisson retained island. This well flowed gas from three of five zones tested at rates of up to 514 000 cubic metres per day. This find was closely followed by Esso's Nipterk L-19 well, which flowed oil at rates of up to 541 cubic metres per day from five separate zones, with gas recovered from a higher zone. The well was successfully offset later in the year by the L-19A delineation well, deviated to the southeast from the same artificial island.

The most important discovery of the year was made in Dome Petroleum Limited's Adlartok P-09 well in the western Beaufort Sea, where there had been very little previous drilling. Oil flowed from three of five zones tested at a combined rate of 657 cubic metres per day.

Gulf Canada Limited drilled the first delineation well, I-65, to its promising Amauligak J-44 oil and gas discovery of 1984. Oil flowed on tests of each of the first two zones at rates of 1 130 cubic metres per day and the second zone was reported to have a calculated productive capacity of 5 557 cubic metres per day, which was a record for Canada. Further evaluation of the Amauligak structure was to continue in 1986.

In other delineation drilling, the fourth step-out to Esso's Adgo H-29 oil and gas discovery of 1974 was a successful gas confirmation. At year's end, Esso was testing the fifth step-out well, Adgo G-24.

Five other Beaufort Sea wells were plugged and abandoned after no hydrocarbons were encountered. They include a delineation well to Dome's Nerlerk M-98 oil discovery, and Dome's Arluk E-90, which was drilled to total depth in 1984 and reentered for testing in 1985.

On the onshore Mackenzie Delta, the highlight of the year was the discovery of shallow oil and gas in Esso's Tuk J-29 well, drilled as a delineation well, west of the Tuk M-09 gas and condensate discovery of 1984. Oil flowed on tests of two shallower zones at rates of up to 165 cubic metres per day, and gas from three higher zones at up to 195 000 cubic metres per day. A delineation well was drilled two kilometres north of the structure and three additional delineation wells were drilling at year's end. Follow-up drilling was to be continued in early 1986 to determine the commercial potential of Esso's discovery. Five other onshore exploratory wells did not encounter hydrocarbons.

Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore

In the Arctic Islands, Panarctic Oils Ltd. drilled three exploratory wells. Two were from ice platforms and both resulted in significant discoveries. Cape Allison C-47, drilled offshore Ellef Ringnes Island, flowed oil at 408 cubic metres per day and gas at 743 390 cubic metres per day from the King Christian formation, the main productive zone in the Sverdrup Basin. East Drake L-06, an offshore well east of the giant Drake Point gas field, tested gas at 723 000 cubic metres per day from the Drake Point Sand, a formation stratigraphically equivalent to the King Christian formation. The third well, an onshore well on Lougheed Island, was a dry hole.

Hudson Bay

Drilling resumed in Hudson Bay in 1985 when Canterra Energy Ltd., as operator for two consortia, drilled two wells in the centre of the bay. Although new geological data were collected, no hydrocarbons were encountered.

Grand Banks and Labrador Sea

Seven separate drilling units worked on the northeastern Grand Banks, where eight exploratory and three delineation wells were terminated. Success rates continued to be high. Husky/Bow Valley's North Ben Nevis P-93 well, 25 kilometres east of Hibernia, was particularly exciting, flowing oil from two zones at up to 626 cubic metres per day, and gas and condensate from one zone at 475 000 cubic metres per day and 92 cubic metres per day, respectively.

Mobil, as operator for a consortium of companies, made an oil discovery with the Mara M-54 wildcat well eight kilometres southeast of Hibernia. Oil flowed from two of three zones tested at rates of up to 122 cubic metres per day.

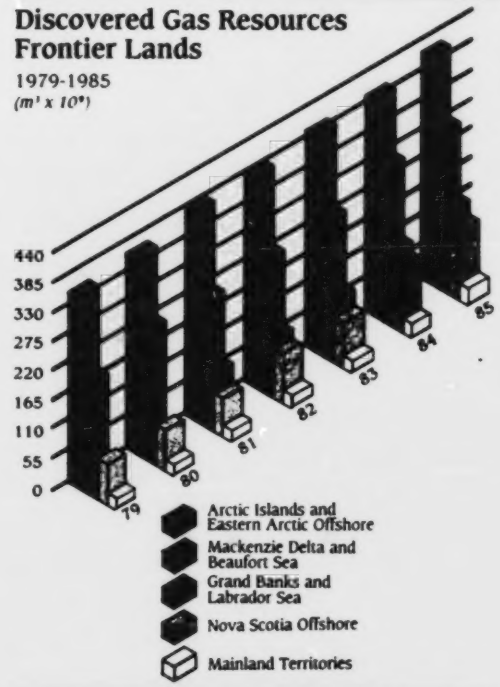
Canterra drilled the Beothuk M-05 well seven kilometres south of Petro-Canada's Terra Nova K-08 oil discovery of 1984, and tested oil from three zones at up to 228 cubic metres per day, which confirmed a southern extension to the Terra Nova field.

Petro-Canada made a significant discovery in its West Ben Nevis B-75 well between Mobil's Ben Nevis and Hebron oil discoveries of 1980 and 1981, respectively. The well flowed oil from three of four zones tested at rates of up to 955 cubic metres per day. The other four exploratory wells did not encounter hydrocarbons.

Discovered Gas Resources Frontier Lands

1979-1985

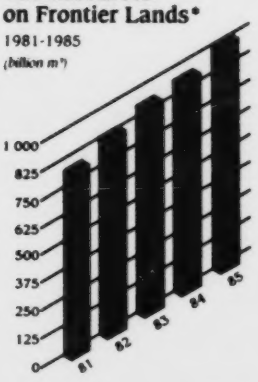
($m^3 \times 10^6$)



Cumulative Discovered Gas Resources on Frontier Lands*

1981-1985

(billion m^3)

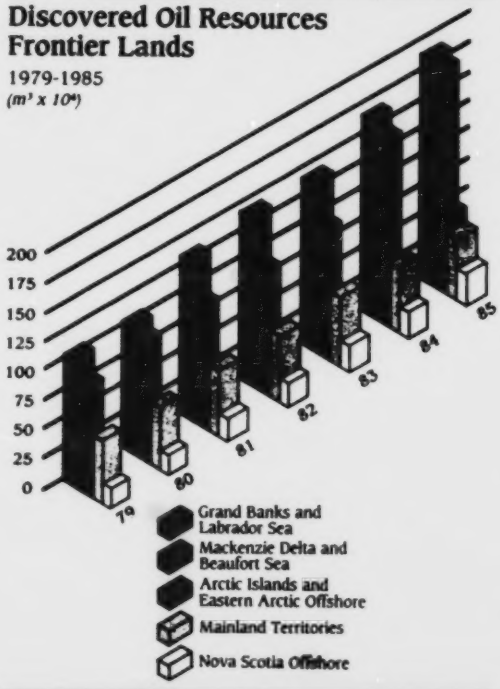


*Estimates revised to year of discovery

Discovered Oil Resources Frontier Lands

1979-1985

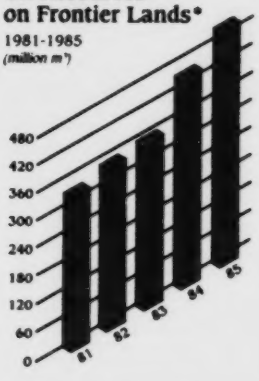
($m^3 \times 10^6$)



Cumulative Discovered Oil Resources on Frontier Lands*

1981-1985

(million m^3)

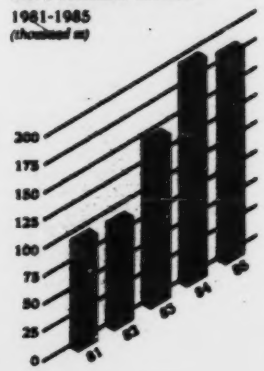


*Estimates revised to year of discovery

Exploration Activity

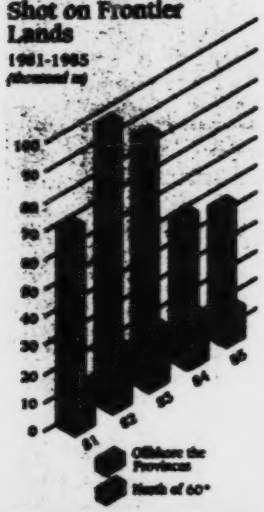
Exploratory Drilling on Frontier Lands*

1981-1985



Reflection Seismic Shot on Frontier Lands

1981-1985



In delineation drilling, Petro-Canada drilled a successful follow-up well to the Terra Nova K-08 discovery, but did not confirm significant hydrocarbons in an east step-out to the Hebron oil discovery at North Trinity H-71.

Husky Oil and Bow Valley Industries confirmed their Whiterose N-22 oil and gas discovery of 1984, southwest on the same structure, with a step-out well at the J-49 site.

In other drilling offshore Newfoundland, wildcats were drilled on the northeastern Newfoundland Shelf and in the deep-water Flemish Pass. No hydrocarbons were encountered.

Nova Scotia Offshore

Offshore Nova Scotia, eight separate drilling units terminated a total of 10 exploratory wells, three delineation wells and one relief well. Exploratory drilling resulted in three gas discoveries at Mobil's West Venture N-91, West Venture C-62, and West Olympia O-51. The other seven exploratory wells did not encounter hydrocarbons.

Successful gas delineation wells were drilled to Shell's Alma discovery of 1984 and in Mobil's Thebaud gas field, south of Sable Island. A delineation well on the Glenelg structure was dry.

The loss of well control at the West Venture N-91 well site in September 1984 continued into 1985 until the well was plugged and completed in June.

Development Activity

Norman Wells – Mainland Territories

The first delivery of oil to southern markets from the Norman Wells expansion project arrived in Edmonton in late April 1985, 65 years after the original discovery was made in 1920. Oil flowed through an 868 kilometre pipeline to Zama Lake, Alberta, at a rate of 3 000 cubic metres per day.

The Norman Wells expansion project was nearly completed in 1985. The central processing facility was finished and two islands, Iteh K'ee and Little Bear, were completed, bringing the number of artificial islands in the Mackenzie River to six. At year's end, Phase Two drilling activity was proceeding on schedule and is expected to be completed by mid-1986. A total of 38 wells were drilled and completed through 1985. The water flood pressure maintenance scheme was well under way, and initial pressure and production measurements indicated recoveries in line with those anticipated before the project started.

Pointed Mountain – Mainland Territories

Amoco Canada's Pointed Mountain gas field in the southern Northwest Territories was discovered in 1967. Since a gas plant was built in 1972, the field has been a steady source of natural gas, having produced more than 7 370 million cubic metres of gas by the end of 1984. With a daily capacity of 5.4 million cubic metres, the total production for 1985 was 219 million cubic metres of natural gas.

Bent Horn – Arctic Islands

In 1985, for the first time in Canadian history, oil was shipped from the Arctic Islands. The Bent Horn project, undertaken by Panarctic, was the first major step in the process of safely producing and transporting crude oil to southern markets. The 30 000 cubic metres of oil produced were from Panarctic's West Bent Horn A-02, drilled in early 1976.

Phase I of the project was initiated with Development Plan approval by the Minister of Indian Affairs and Northern Development in February 1985. Site work at Bent Horn, located on Cameron Island approximately 300 kilometres northwest of Resolute Bay, began in March. Panarctic built a four-kilometre elevated pipeline from the wellhead to a 17 200 cubic metre storage tank. Other facilities included a separating facility, a heater glycol unit and a gravity-fed loading line, 340 millimetres in diameter, from the storage tank to the shoreline loading facility.

Production started in May, and in June production rates of approximately 550 cubic metres per day had been achieved. By August the well had produced approximately 16 800 cubic metres of oil, which was loaded onto the M.V. *Arctic*, an Ice Class 2 oil carrier, for transshipment to Little Cornwallis Island. It was then transferred to the M.V. *Imperial Bedford* and shipped through the eastern part of the Northwest Passage 5 000 kilometres south to the Petro-Canada refinery in Montreal.

Hibernia – Grand Banks

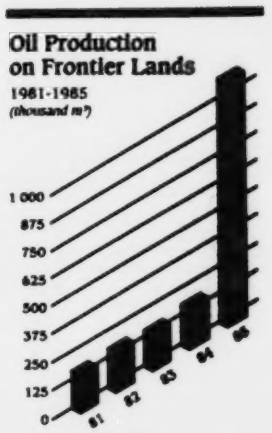
Plans continued in 1985 for the development of the Hibernia discovery on the Grand Banks. The operator, Mobil Oil Canada Ltd., submitted a Preliminary Development Plan to the federal and provincial governments.

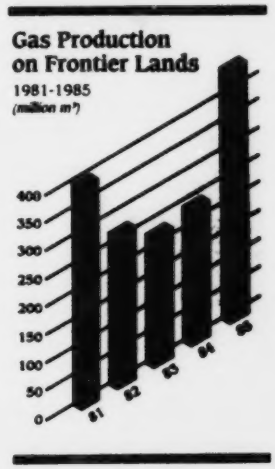
In its submission, Mobil indicated that a gravity-base system could be on stream by the early 1990s, and it projected a maximum production capacity of 24 000 cubic metres of oil per day. Detailed engineering will begin following approval of the Development Plan by the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board, and after agreement on a fiscal regime.

Venture – Nova Scotia Offshore

In early 1985 Mobil and its partners announced agreements with major natural gas pipeline companies in the United States for sale of Scotian Shelf gas from the Venture Gas Project. Texaco Canada Ltd., Petro-Canada and Nova Scotia Resources reached agreements with New England States Pipeline (NESP) Supply Corp., and Mobil reached a sales agreement with New Tenn Company.

In July 1985 Mobil filed an application with the National Energy Board to export 8.5 million cubic metres of gas per day originating from three fields at Venture, Thebaud and South Venture. In October 1985 the NESP Supply Corporation applied to the Economic Regulatory Agency in Washington, D.C. for permission to import natural gas from the Venture Gas Project. At year's end, the project required further confirmation of gas reserves, which will involve additional delineation and exploratory drilling during 1986.





Protection of the Worker

Regulations

Since its inception in 1981 COGLA has administered regulations concerning the health and safety of petroleum workers on frontier lands. In 1985 discussions were initiated to extend Part IV of the Canada Labour Code to these workers. COGLA has worked with Labour Canada to tailor the Occupational Safety and Health (OSH) Regulations to workers' needs. The regulations will formalize many safety practices now in force throughout the frontier lands. The Canadian Coast Guard has a similar arrangement with Labour Canada for marine personnel.

As activity on frontier lands moved towards the development stage, and as experience with exploration activity increased, COGLA continued to develop several regulations in exploration and production, including:

- The Canada Oil and Gas Diving Regulations
- The Canada Oil and Gas Production and Conservation Regulations
- The Canada Oil and Gas Production Installation Regulations
- The Canada Oil and Gas Offshore Pipeline Regulations
- The Canada Oil and Gas Land Pipeline Regulations
- The Canada Oil and Gas Geophysical Regulations

These regulations are being formulated in consultation with industry and other government departments, and are expected to be promulgated in 1986. Similarly, the Canada Oil and Gas Drilling Regulations are being amended to incorporate the relevant recommendations of the *Ocean Ranger* royal commission, along with advances in technology and equipment.

Offshore Safety

The royal commission investigated the *Ocean Ranger* disaster, which occurred in February 1982, with the loss of all 84 crew members. It published two major reports. Part One contained 66 recommendations on offshore safety, most of which had already been implemented by COGLA and other government departments by the time the report was formally released in 1984.

The final report, released in July 1985, contained 70 recommendations. Almost 75 per cent of these recommendations had been totally or partly implemented before the report was published.

Advisory Committees

In its continuing effort to promote protection of the worker, COGLA participates on various committees. The Canada Lands Medical Advisory Committee was established in 1983 to act for industry, government and universities on matters relating to offshore health. The group assists in the drafting of COGLA regulations and directives affecting offshore health.

The Canada Lands Safety Advisory Committee, cochaired by COGLA and the Offshore Operators Division of the Canadian Petroleum Association, provides a senior forum for the review of regulations, research and development programs, search and rescue capability, training standards for offshore personnel and other related safety matters. The Department of National Defence (DND), the Canadian Coast Guard (CCG), and the Arctic Petroleum Operators Association are also represented.

Contingency Planning

Under the Canada Oil and Gas Drilling Regulations, operators are required to provide contingency plans for all foreseeable emergencies. These plans cover serious injury or death, fire, blowouts, loss or damage to the drilling unit and support craft, well control problems, pollution threats and hazards posed by ice encroachment or potential collision with other vessels.

In previous years, and again in 1985, the effectiveness of selected plans was tested by realistic field exercises that involved a single operator or, for a major exercise, government and industry resources in a particular offshore area. In February 1985 the Grand Banks operators held two emergency equipment deployment exercises in conjunction with the CCG, COGLA, and DND.

In the Beaufort Sea, Gulf, Esso and Dome continued their cooperative arrangements for search and rescue, evacuation and response procedures for emergency situations.

Inspections

As part of its responsibilities COGLA inspects each drilling unit on site, averaging one inspection per month, to assess the safety and effectiveness of the operation in progress.

In 1985, COGLA officers conducted a total of 214 drilling unit inspections. In addition, and in accordance with the COGLA-CCG memorandum of understanding, the CCG inspected and assessed each Canadian and foreign flag drilling unit to

ensure compliance with the Canadian Standards Respecting Mobile Offshore Drilling Units. Officers from the departments of the Environment, and Fisheries and Oceans, and other departments and agencies visited rigs periodically in conjunction with COGLA inspections.

Standards for Mobile Offshore Drilling Units

Before allowing a mobile offshore drilling unit (MODU) to operate on Canada's frontier lands, COGLA requires a Letter of Compliance, or equivalent certification, issued by the CCG as evidence that the MODU complies with the Canadian standards for MODUs. This is in addition to certification issued by the country of registry and the classification society.

Rig Evacuation

The evacuation of personnel from an offshore unit during adverse weather was one of the major concerns of the royal commission investigating the *Ocean Ranger* disaster.

Since the *Ocean Ranger* accident drilling unit evacuation facilities have greatly improved. The number of lifeboats has been increased to accommodate 200 per cent of the crew; improved immersion suits are now provided in greater numbers; and improved emergency equipment on the drilling units and standby vessels have greatly increased the safety of the drilling unit and its crew.

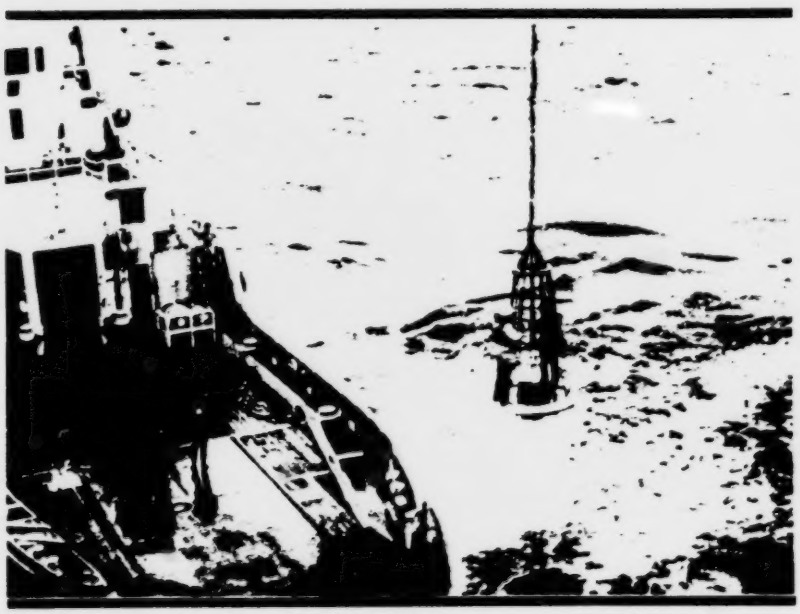
Safety Training

During the year initial steps were taken to create an east coast Petroleum Training Accreditation Board to establish and maintain minimum safety training standards for east coast offshore operations. Composed of officials from the federal and provincial governments and from the oil and gas industry, the board's primary responsibilities would include the review, examination, monitoring and certification of safety training courses and standards.

Sea Ice and Icebergs

The 1985 ice season was one of the worst on record on the Grand Banks. Because of sea ice 312 drilling days were lost. Another 43 days were lost because of iceberg encroachment.

Effective ice management and good planning helped to reduce the effects of icebergs. At the Esso-Parex Baccalieu I-78 site in the Flemish Pass, where icebergs appear frequently, the *Sedco 709* operated in the dynamic positioning mode, so an iceberg could move closer before forcing the drilling unit off location.



Personnel basket used to lower crew from drilling units to work boat, Nova Scotia

The unusual sea ice conditions during 1985 also affected the Scotian Shelf. Surveillance became necessary as the ice encroached onto the Hesper and Citadel well sites northeast of Sable Island during February and March. Although the ice cover was extensive, it was not thick or hard enough to interrupt drilling operations offshore Nova Scotia.

The open water season in the Beaufort Sea was shorter than normal and the ice retreated very slowly. This prevented testing of Dome's Havik B-41 well, but the company managed to complete testing at Arluk E-90 in the central Beaufort Sea. The large drilling barge *Kulluk* was able to terminate three wells and start a fourth, in spite of heavier than normal ice. Further west, the ice retreated enough to permit timely drilling of the Edlok and Adlartok wells by Dome-Canmar's *Explorer* drillships.

Protection of the Worker

Research and Development

Research and development are essential to meet COGLA's regulatory needs. Established technologies may often be used in unusual environments, but new technologies often need to be developed, assessed and implemented for Canadian conditions. In 1985 COGLA administered several major research and development projects under the Program for Energy Research and Development (PERD). It also chaired the Marine Engineering R&D Committee and was active on the Marine Transport and Offshore Impacts and Forecasting committees. PERD is a federally funded program that ensures design criteria and standards are developed to facilitate regulatory approvals of structures to be built in frontier lands. It also develops enhanced safety measures. Through this program and through membership on the R&D committees, COGLA has initiated research studies and projects on rig evacuation, diving bell innovations, survival suits and the recovery of rescue craft and lifeboats. As a member of the environmental R&D program, COGLA seeks to ensure that systems for monitoring and forecasting environmental effects are in place for offshore exploration and production units.

Emergency Control Ascent Mechanism

To enhance the safety of divers working in Canada's offshore oil and gas industry, COGLA initiated a design, construction and testing program for an emergency control ascent mechanism that can be retrofitted to a submersible diving chamber, or diving bell.

This project was funded through a PERD grant of about $500 000, which the successful bidder, CanOcean Resources Ltd. of New Westminster, British Columbia, used to design, develop, test and assess emergency control ascent mechanisms. When this diving bell innovation is put into operation, diver safety will increase in Canada and around the world.

Emergency Heater and Marine Black Box

In 1985 COGLA was also involved in developing an emergency heater to maintain comfortable and safe temperatures in diving bells, submersibles and decompression chambers to prevent fatalities from hypothermia.

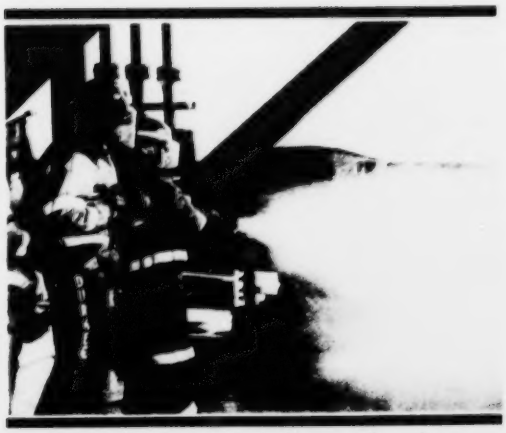
COGLA also initiated the development of an emergency automatic recording system, similar to the 'black box' used on aircraft, to record all communications and environmental data during diving operations. The new system should aid in the monitoring of diving procedures and in the investigation of diving accidents.

A Preferred Orientation and Displacement System

In 1985 COGLA cooperated with the east coast operators in the joint funding of a full-scale sea trial of an innovative lifeboat launching system aboard the *Bow Drill III*, a semisubmersible operating on the Grand Banks. The Preferred Orientation and Displacement Lifeboat Launching System (PROD), a development by the British company Water Craft Ltd., is designed to orient

LOST-TIME ACCIDENTS ON FRONTIER LANDS, 1985

	Person-Hours at Work Site		Lost-Time Accidents		Accident Rate (LTA/10^6 Person-Hours)	
	Drilling Unit	Standby/ Supply Vessel	Drilling Unit	Standby/ Supply Vessel	Drilling Unit	Standby/ Supply Vessel
Mainland Territories	431 100	N/A	11	N/A	25.52	N/A
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	1 262 520	712 800	33	16	26.14	22.45
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	195 720	N/A	5	N/A	25.55	N/A
Hudson Bay	98 040	63 360	3	3	30.60	47.35
Grand Banks and Labrador Sea	2 058 135	904 190	48	22	23.32	24.33
Nova Scotia Offshore	1 530 078	540 457	31	6	20.26	11.10
Total	5 575 593	2 220 807	131	47	23.49	21.16



Abandon rig drill and firefighting exercise on the Rowan Gorilla I.

a lifeboat away from the drill rig as it is being launched, and to minimize the danger of collision between the lifeboat and the drilling unit in heavy seas.

A COGLA-industry initiative in July 1985 resulted in 16 successful tests by Husky/Bow Valley of a PROD system prototype aboard the *Bow Drill III* in November and December 1985. COGLA provided 45 per cent of the $400 000 needed for the project. East coast petroleum companies provided another 50 per cent and the governments of Nova Scotia and Newfoundland and Labrador provided the remaining funds. The CCG acted as project officer on COGLA's behalf.

Personnel Transfer Basket

In 1985 a project was initiated to develop an improved personnel transfer basket which could be used to transfer people safely from a drilling unit, or from the sea, to a standby vessel. A helicopter is used to support the basket during the transfer operation.

Arctic Escape System

The Arctic Escape System is a COGLA-CCG-industry project to develop an amphibious vehicle capable of navigating open water, ice floes and ice rubble. It will be used primarily to evacuate personnel from drilling units in the Arctic. This project is expected to produce a prototype for testing in 1986 or 1987.

Search and Rescue Capability

In 1985 the east coast operators installed a landing pad, refueling facilities, temporary accommodations and rations on Sable Island to serve as a contingency base for search and rescue (SAR) operations on the Scotian Shelf. On the Grand Banks, the self-help SAR capability of the petroleum operators was reinforced in 1985 when DND stationed a dedicated SAR helicopter in St. John's. In addition, two DND Tracker long-range patrol aircraft will be assigned to St. John's for search and rescue missions in 1986.

Lost-Time Accidents

A lost-time accident (LTA) is defined as any injury that prevents a worker from returning to normal duties within 24 hours, not counting travel time or time used for diagnosis and treatment.

The number of LTAs per million person-hours worked is used by industry and government agencies to compare the frequency of injury to personnel engaged in various employment sectors.

In addition to the LTAs listed in the accompanying table, 49 others were reported on the frontier lands in exploration-related activities. However, most of these occurred in the operators' land support bases.

Of the nine fatalities associated with oil and gas exploration in 1985, only one occurred on a drilling unit.

Protection of the Environment

Stellar sea lions, Vancouver Island.

On the East Coast

Hibernia Environmental Review

In March a six-member federal-provincial panel was appointed to review the Hibernia Environmental Impact Statement (EIS) prepared by Mobil and its partners. The EIS was delivered to COGLA on May 15, 1985. The four-volume document was subsequently referred jointly by COGLA and the Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate to the review panel.

In June the panel held public information sessions throughout Newfoundland. To facilitate the review, Mobil indicated its preferred development option, a gravity-base system, in an update to the EIS in August, and followed this with a Supplementary Information Statement to the EIS in September.

COGLA reviewed the submissions and attended the community sessions and general hearings on the EIS held during October in various Newfoundland communities, including St. John's. The panel was expected to prepare and present its report to the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board in January 1986. COGLA was to review the panel report and recommendations in relation to the Hibernia Development Plan submitted by Mobil. Recommendations on the adequacy of the development plan in addressing environmental concerns were to be forwarded to the new board in 1986.

On the West Coast

Environmental Review Panel

In 1985 an environmental review panel appointed by the federal and provincial ministers of environment completed its public hearings to recommend the terms and conditions for renewing petroleum exploration in Canadian waters in the Queen Charlotte Sound – Hecate Strait and Dixon Entrance off British Columbia. COGLA and the B.C. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, as joint federal-provincial initiators of the project in February 1985, prepared information responses, developed oil spill scenarios and coordinated government responses to the panel's 1984 request for additional information. COGLA responded to panel inquiries throughout 1985 with written submissions on a variety of subjects pertinent to the review.

COGLA also attended, and participated in, the community hearings held in coastal communities throughout British Columbia, and the general hearings on the Queen Charlotte Islands, held in Prince Rupert, Vancouver and Victoria.

The panel was to present its report to the provincial and federal ministers of environment in March 1986.

In the North

Bent Horn

Panarctic obtained approval to develop the Bent Horn project in 1985. CCG reviewed Panarctic's Maritime Contingency Plan for Bent Horn, and COGLA reviewed the Development Plan. COGLA also established environmental terms and conditions for the production and transportation of oil from the Bent Horn facility in consultation with other federal and N.W.T. agencies.

Hudson Bay

Two exploratory wells were drilled in central Hudson Bay for two consortia led by Canterra. COGLA granted approval following extensive community and government consultations. During 1985 Canterra, in cooperation with the Hudson Bay Oil and Gas Committee, visited communities around Hudson Bay to explain the drilling program and outline employment opportunities. COGLA initiated this consultation program and also contributed to the review of studies conducted by the company as part of the drilling program approval. The studies included a coastal zone sensitivity analysis of Hudson Bay, a wildlife observation program, and a detailed study of the ecology of the Hudson Bay eider duck population for oil spill contingency planning.

On Canada's Frontier Lands

Guidelines

During 1985 COGLA issued guidelines on several aspects of exploration practices after comprehensive consultation with the oil and gas industry and other government departments. These included oil-based drilling mud and physical environmental guidelines.

The use of oil-based drilling muds by the oil and gas industry on an experimental basis during 1985 resulted in savings of several millions of dollars at some well sites. The oil-based drilling mud resulted in fewer problems in the well bore, and decreased the drilling time required.

Emergency Response Plan

In July COGLA published its Emergency Response Plan. This document provided the administrative framework necessary for the timely dissemination of information and consolidation of government resources in response to emergencies, including those that are a threat to the environment. Under the Canada Oil and Gas Drilling Regulations, petroleum operators are required to provide contingency plans for potential emergencies associated with their work programs.

Relief Well Capability

A study entitled *Relief Well Drilling Capability on Canada Lands* was completed for COGLA in 1985. Commissioned to assess the industry's capability to conduct relief well operations anywhere on frontier lands, the study and subsequent COGLA response will be reviewed by industry and government in 1986.

Environmental Studies Revolving Funds

The Environmental Studies Revolving Funds (ESRF), which have been administered for the past three years by COGLA and the Northern Affairs Program of Indian and Northern Affairs Canada, were consolidated and centralized at COGLA in 1985.

This was done to streamline the coordination of the funds which are raised by a levy on oil and gas companies holding interests on frontier lands.

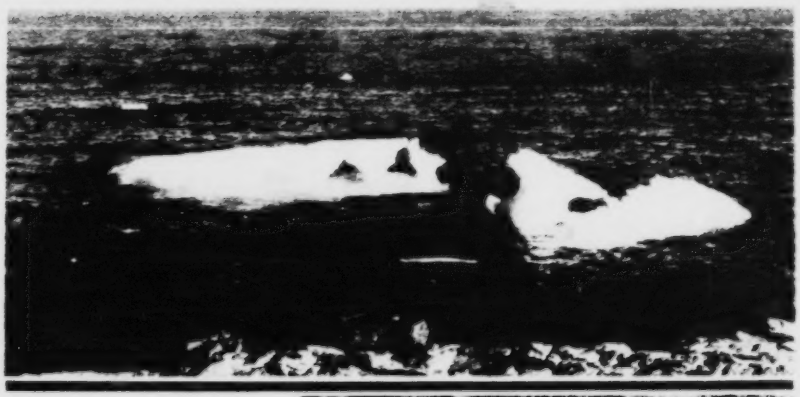
In 1985, the ESRF's third year of operation, 40 studies were undertaken with a budget of $4.2 million. The first 15 reports have been published and distributed and others are being prepared.

The Mahone Bay *standing by in heavy seas, offshore Newfoundland. Courtesy Husky Marine Services Ltd.*

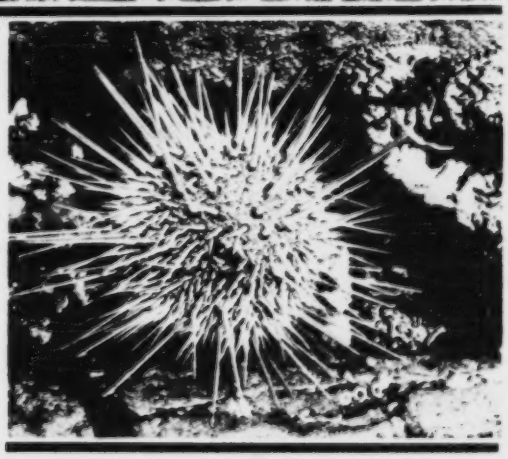
Examples of ESRF studies undertaken in 1985 include:

- Two monitoring programs, one of which concentrated on predrilling and postdrilling field samplings. The two programs were undertaken at two well sites on the Scotian Shelf and one in the Beaufort Sea, where oil-based drilling muds were used. Surveys included chemical analysis of samples and the correlation of the data with a mathematical dispersion model.
- A field program to establish a reference for studying the frequency of sea bottom impacts by icebergs and to study the actual behaviour of a scouring iceberg. It was conducted in August 1985 on Makkovik Bank off Labrador. The study will provide frequency parameters for use in analyzing risk to subsea facilities. The study provides, for the first time, data on the forces acting on a scouring berg.
- A study of northern business opportunities to determine how enterprises based in the North can play a greater role in supplying goods and services to the oil and gas industry.

Protection of the Environment



Iceberg in Lancaster Sound, N.W.T.



Sea urchin and sea star in the intertidal zone, Vancouver Island.

- Two studies were initiated on the effectiveness of the application of chemical dispersants on oil slicks. They were conducted in an experimental flume tank, where environmental parameters affecting dispersant effectiveness could be simulated.
- The distribution of two whale populations was monitored in the Beaufort sea. White (beluga) whales were counted in the vicinity of the Mackenzie estuary and Tuktoyaktuk Peninsula. Surveys of bowheads, which are considered an endangered species, were conducted in the southeastern Beaufort Sea.

Offshore Incidents

West Venture N-91

The well control problem that started in September 1984 at Mobil's West Venture N-91 was successfully resolved in June 1985.

The kill operation involved installing a high-pressure snubbing unit on the drilling rig, which allowed drillpipe and other tools access into the well. To provide safe accommodation for crews working at the well, the semisubmersible *Safe Gothia* was brought in from the North Sea and anchored adjacent to the well site.

The *Safe Gothia* could also have served as a pumping platform had the need arisen. By June damaged drillpipe had been recovered and cement plugs were set in the well. The plugging program was designed to ensure that the fluids in the deep, highly pressured reservoir were permanently contained.

Following a detailed investigation of the incident, COGLA and the Nova Scotia Department of Mines and Energy prepared a report that was issued in April 1985. The report contained several recommendations, including one that stressed the need for rig supervisors and drilling personnel to receive advanced well control training.

Another report commissioned to study operating procedures, drilling practices and other measures affecting safety on the Scotian Shelf led to a joint COGLA-industry task force, which was engaged in a comprehensive examination of the report's findings at year's end.

Minuk I-53

In September 1985, as Esso neared completion of the installation of drilling and support systems at its Minuk I-53 site on a sacrificial beach island in the Beaufort Sea, a severe storm caused the erosion of 60 per cent of the island. Lasting about 70 hours, and accompanied by waves of four to five metres high, the storm was one of the worst ever recorded during 16 years of data collection in the Beaufort Sea. All personnel were safely evacuated from the island. The erosion of the island caused one of the five diesel fuel storage tanks to collapse, spilling about 380 cubic metres of P50 diesel fuel, which dispersed a few days after the incident with no apparent environmental damage. The island was repaired in October and the Minuk I-53 well was spudded on November 29. At year's end, a full report on the incident was being prepared by COGLA.

Employment and Industrial Benefits

The Canada benefits process in the frontier lands has evolved with the signing of the Atlantic Accord and the announcement of the new frontier lands policy in 1985.

Under the frontier lands policy, the Canada benefits process will be carried out differently. The application of 'full and fair access' for Canadians to opportunities arising from oil and gas activities on frontier lands will continue to be an important principle, but the process will be streamlined and become more flexible.

In 1985 COGLA presented a proposal to industry and to provincial and territorial governments for a simplified Canada benefits process for exploration activity on frontier lands. The proposal contains three major components:

- a statement of principles and procedures defining the full and fair opportunity principle and ground rules for operators on frontier lands,
- a Canada benefits plan format for describing the specific and measurable undertakings of each operator on frontier lands, and
- an annual report reviewing both past performance and ongoing action plans of operators on frontier lands.

Canadian Market Opportunities Program

During 1985 COGLA continued to work actively with the Canadian Market Opportunities Program (CMOP).

The objectives of CMOP are to increase understanding of the needs of Canada's oil and gas industry, and to increase the domestic market share of the Canadian manufactured goods competing with foreign products.

In 1985 CMOP produced a guide outlining basic purchasing policies and practices to support and encourage Canadian suppliers. The guide offered practical tips on how to conduct business with the oil and gas industry. It also provided supply-demand forecasts to the year 1990 for 14 product groups commonly purchased by the oil and gas industry, and listed relevant contacts in the industry and government.

Beaufort Industry Group

Another important step in supplier development was taken by northerners in 1985. Discussions among the oil industry, representatives of the governments of the Yukon and the Northwest Territories, and various chambers of commerce resulted in the formation of the Beaufort Industry Group. Based in Inuvik, with support both in the Northwest Territories and the Yukon, the group successfully promoted and carried out the BIG '85 tradeshow in Inuvik in May 1985, which attracted more than 100 firms.

Development Projects

During 1985 several development projects on frontier lands resulted in benefits for Canada and Canadians. COGLA reviewed the Canada benefits plans for three development projects – Bent Horn in the Arctic, and Venture and Hibernia on the east coast.

At the Norman Wells oil field expansion project, officially opened in May 1985, benefits related to northern employment, training opportunities and business growth greatly exceeded original estimates.

For the Bent Horn project, Indian Affairs and Northern Development Minister David Crombie approved the benefits plan in February 1985, subject to satisfactory plans for the employment of northerners and consultations on northern business opportunities.

The community of Arctic Bay was the focus of most of the increased employment for northern residents stemming from the project's construction. The company employed 15 residents of the community at the Bent Horn site during the short construction period.

COGLA, along with the Nova Scotia Department of Development and advisory departments, investigated ways to secure benefits for Nova Scotians and other Canadians from the Venture Gas Project. As part of this work, discussions were held with Mobil representatives regarding technology transfer in engineering and opportunities for the fabrication industry.

Measures contained in the Atlantic Accord are intended to ensure that Newfoundlanders and other Canadians reap the economic benefits of offshore development. Joint federal-provincial working groups were created to evaluate and establish priorities for fabrication, equipment, services and material supply opportunities.

COGLA and the Newfoundland-Labrador Petroleum Directorate established a benefits assessment group to guide the preparation for the Hibernia Benefits Plan. Discussions were also held with Mobil concerning two contracts that were to be awarded in 1986. One contract involves overall project management along with engineering and procurement for the topside facilities. The other is for construction of the gravity-base structure. COGLA also participated in discussions held with Canadian and international bidders to assess their capability to undertake this work in Canada.

Men working on rigs, Mackenzie Delta. Courtesy Petro-Canada

Employment and Industrial Benefits

Initiatives by Industry

COGLA continued to encourage industry initiatives that provide employment and economic benefits for Canadians living in or near the frontier lands where oil and gas activity takes place. The following are examples of such initiatives.

North

- In 1985 two native groups, through a purchase/lease-back arrangement with Petro-Canada, established businesses that provided camp facilities for seismic and drilling operations.

East Coast

- Mobil worked closely with Atlantic Airways, a Newfoundland company, in developing an aerial ice surveillance service for use in search and rescue and oil spill tracking.
- Husky/Bow Valley held a seminar in Halifax for representatives of shipbuilding and metal fabrication companies to discuss the opportunities and requirements associated with rig and supply vessel repairs and maintenance.
- In Nova Scotia, CanOcean, a subsidiary of Novacorp International Consulting Ltd., and an affiliate of Husky Oil Operations Ltd., joined Cameron Iron Works of Houston, Texas to manufacture and repair subsea equipment.
- Hi-point Peat Limited, an affiliate of Husky Oil Operations Ltd., is producing an absorbent material, at its plant near Bishop's Falls, Newfoundland, to be used for oil spill clean-up.

TOTAL 1985 PETROLEUM-RELATED EMPLOYMENT ON FRONTIER LANDS

	Total* Work Force	Canadian	Per cent Canadian
Mainland Territories (Yukon and NWT)	1 823	1 823	100.0
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	3 162	3 147	99.5
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	251	251	100.0
Hudson Bay	351	296	84.0
Grand Banks and Labrador Sea	2 856	2 669	93.5
Nova Scotia Offshore	2 285	2 083	91.2
Total	10 728	10 269	95.7

** Calculated at peak levels of employment. Does not represent person-years of work.*

TOTAL 1985 PETROLEUM EXPENDITURES ON FRONTIER LANDS

	Exploration ($M)	Development ($M)	Total ($M)	Canadian ($M)	Per cent* Canadian
Mainland Territories (Yukon and NWT)	129.3	58.7	188.0	176.7	94.0
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	798.9	0	798.9	639.1	80.0
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	48.2	7.8	56.0	50.4	90.0
Hudson Bay	37.4	0	37.4	21.7	58.0
Grand Banks and Labrador Sea	657.3	0	657.3	387.8	59.0
Nova Scotia Offshore	481.2	0	481.2	274.3	57.0
Total	2 152.3	66.5	2 218.8	1 550.0	69.9

** Historical estimates.*

Nonfuel Minerals

COGLA's Ocean Mining Division manages the offshore nonfuel mineral interests on frontier lands that are the administrative responsibility of the Department of Energy, Mines and Resources. COGLA's assessment has indicated that the Canadian offshore is a potential source of a variety of minerals, such as high-purity silica sand and placer gold. Ongoing efforts focus on the development and dissemination of information on offshore nonfuel minerals and in the establishment of an attractive investment climate through implementation of simple, uniform regulations on offshore frontier lands.

In October 1985, the 16th annual meeting of the Underwater Mining Institute was held in Halifax, Nova Scotia. It was the largest meeting in the history of the institute and the first time it was held outside the United States. The conference helped to increase Canadian awareness of offshore mineral potential and demonstrated the applicability of Canadian marine technology to this new field.

Landing pad, refueling facilities and temporary accommodations on Sable Island contingency base for search and rescue operations on the Scotian Shelf. Courtesy CCG

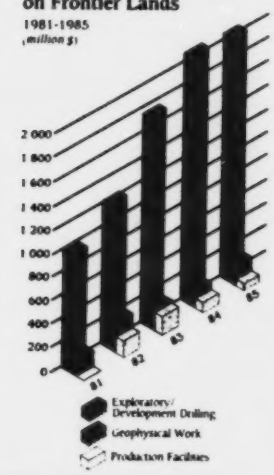
Regional Statistical Summary

Frontier Lands 28
Mainland Territories
(Yukon and Northwest Territories) 29
Mackenzie Delta and Beaufort Sea 32
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore 35
Hudson Bay 37
Grand Banks and Labrador Sea 39
Nova Scotia Offshore 42

Frontier Lands

Statistical Summary

Petroleum Expenditures on Frontier Lands
1981-1985
(million $)



ACTIVITY STATUS ON FRONTIER LANDS	1981	1982	1983	1984	1985
Exploration Agreements Concluded	0	47	73	47	5
Wells Spudded	23	56	95	120	99
Metres Drilled	94 364	120 673	187 969	241 298	207 896
Wells Terminated	22	52	90	123	103
Significant Discoveries	7	9	5	11	15
Geophysical Programs Run	70	90	84	65	55
km Shot	84 845	117 803	106 749	63 817	57 091
Rig-Months	97	148	195	236	199

FRONTIER LANDS RESOURCE INVENTORY	OIL		GAS	
	Discovered (Millions m³)	Potential (Millions m³)	Discovered (Billions m³)	Potential (Billions m³)
West Coast	0	50	0	270
Mainland Territories	51.0	95	21.4	312
Mackenzie Delta and Beaufort Sea	183.1	1 464	284.2	2 151
Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore	65.7	873	415.7	3 156
Hudson Bay	0	127	0	88
Grand Banks and Labrador Sea	185.1	1 733	152.4	1 286
Nova Scotia Offshore	20.0	318	127.4	663
Total	504.9	4 660	1 001.1	7 926

OIL AND GAS PRODUCTION ON FRONTIER LANDS	1981	1982	1983	1984	1985
Oil Production (Thousands m³)					
Norman Wells Oil	173	173	169	175	1 046
Bent Horn Oil	–	–	–	–	30
Gas Production (Millions m³)					
Pointed Mountain Gas	351	206	181	194	219
Norman Wells Gas	47	56	46	41	225

Mainland Territories

Statistical Summary

ACTIVITY STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Wells Spudded					
Exploratory/Delineation	3	0	4	18	15
Development	0	30	57	67	39
Total	3	30	61	85	54
Wells Terminated*					
Exploratory/Delineation	2	1	3	15	17
Development	0	28	57	69	38
Total	2	29	60	84	55
Metres Drilled	4 063	26 457	48 598	80 804	53 924
Exploratory/Delineation	4 063	2 461	3 608	28 769	23 968
Development	0	23 996	44 990	52 035	29 956
Geophysical Programs Run	2	8	12	20	17
km Shot	325	3 500	2 720	5 371	5 819

** In the Mainland Territories, where exploratory operations are generally restricted to the winter months, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth, even though it may be reentered in the following year for testing.*

RESOURCES STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Discovered Resources* – Update					
Gas (Billions m^3)	55.2	55.2	30.5	21.2	21.4
Oil (Millions m^3)	40.0	44.5	44.2	52.3	51.0
Gas and Oil Production					
Pointed Mountain Gas (Millions m^3)	351	206	181	194	219
Norman Wells Gas (Millions m^3)	47	56	46	41	225
Norman Wells Oil (Thousands m^3)	173	173	169	175	1 046

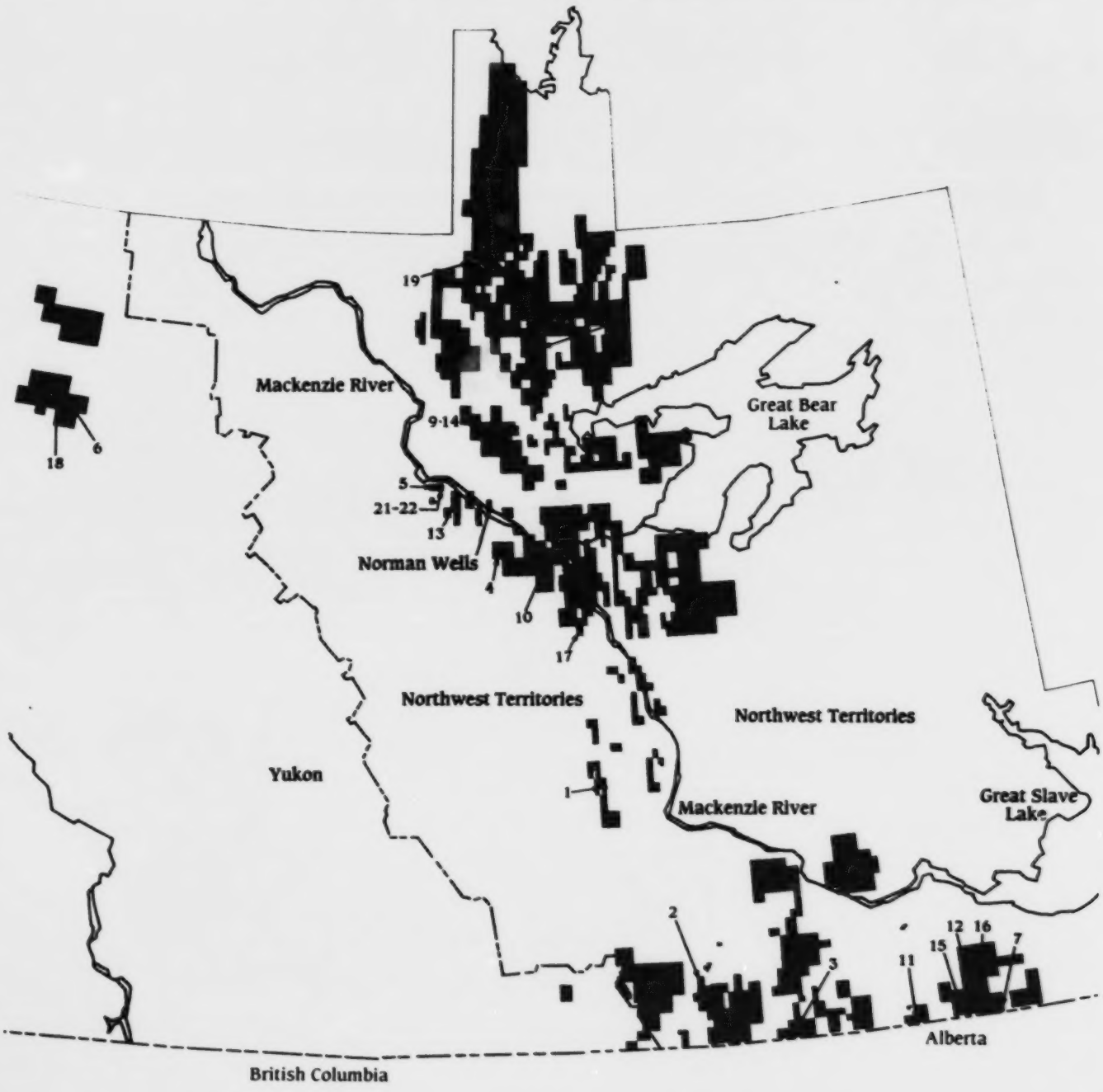
** As reported in previous years.*

BENEFITS STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Rigs Active	3	4	5	14	11
Rig-Months	3	31	27	47	31
Money Spent ($M)					
Geophysical	3.8	31.8	26.3	48.2	60.0
Exploratory/Delineation Drilling	3.4	21.0	12.5	49.5	69.3
Development Drilling	0	31.0	24.9	72.1	35.2
Production Facilities	0	133.7	159.8	86.1	23.5
Total	7.2	217.5	223.5	255.9	188.0

LAND STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Exploration Agreements (EAs) Concluded	0	0	27	7	0
Total EAs Active	0	0	27	34	34
Lands Negotiated into EAs (Millions of Hectares)	0	0	7.4	1.4	0
Lands Relinquished/Surrendered	N/A	N/A	N/A	0.1	3.1
Lands Active	21.0	18.2	13.7	12.3	9.2

Mainland Territories

Statistical Summary



Map No.	Name of Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded, Reentered, Terminated	Status, Results	Total Depth (m)
1	Forward et al Dahadinni J-66	62°35'44'' N 124°41'57''W	*Mr. Gary*	84-02-12 84-03-11		
			Mr. Gary	85-02-05 85-03-01	Plugged & abandoned	1850
2	NSM Arrowhead G-69	60°38'24'' N 122°57'02''W	*Regent 2*	84-02-13 84-03-30		
			Roll 'n Rig 10	85-01-06 85-01-23	Plugged & suspended, gas discovery	2500
3	Northcor et al Island River G-38	60°07'29'' N 121°06'10''W	*Guthrie MacLaren 5*	84-02-14 84-04-01		
			Roll 'n Rig 53	85-02-20 85-03-13	Plugged & abandoned	2446
4	NSM Mirror Lake N-33	64°52'46'' N 126°51'52''W	*Peter Bawden 1*	84-03-06 84-04-07		
			Roll 'n Rig 53	85-01-02 85-01-13	Plugged & abandoned	2026
5	AT&S Carcajou D-05	65°34'13'' N 128°16'43''W	*Kenting 33*	84-12-19 85-01-22		
			Beta 60	85-02-07 85-02-24	Plugged & suspended	755
6	Exco et al West Parkin Y.T. D-54	66°13'10'' N 137°26'10''W	*Custom Drilling 94*	84-12-20 85-02-19	Plugged & suspended	1811
7	Exco et al Cameron River L-11	60°00'38'' N 117°03'28''W	*Arnco 1*	84-12-23 85-01-17	Plugged & abandoned	1105
8	PCI et al Tweed Lake M-47	66°56'47'' N 125°54'09''W	*Atco/Equtak 76*	85-01-11 85-02-24	Plugged & suspended, gas discovery	1420
9	Exco et al Tunago N-37	66°06'50'' N 126°22'00''W	*Mr. Ben*	85-01-12 85-01-31	Junked & abandoned	319
10	NSM Windy Island A-53	64°52'01'' N 125°39'37''W	*Peter Bawden 1*	85-01-16 85-02-10	Plugged & abandoned	1500
11	Home Silt Lake South G-21	60°00'25'' N 118°49'22''W	*Hi Tower 17*	85-01-19 85-02-26	Plugged & abandoned	1846
12	Exco et al Cameron I-16	60°05'43'' N 117°32'02''W	*Arnco 1*	85-01-21 85-02-16	Plugged & suspended, gas discovery	1490
13	AT&S Hoosier F-27	65°26'16'' N 127°49'59''W	*Kenting 33*	85-01-28 85-03-01	Plugged & abandoned	1321
14	Exco et al Tunago 2N-37	66°06'50'' N 126°22'00''W	*Mr. Ben*	85-02-04 85-03-16	Plugged & abandoned	1626
15	Northcor et al Kakisa River F-56	60°05'27'' N 117°55'28''W	*Badger 2*	85-02-17 85-03-21	Plugged & abandoned	1711
16	Exco et al Cameron Hills I-10	60°09'39'' N 117°30'04''W	*Arnco 1*	85-02-19 85-04-02	Plugged & suspended	1613
17	Esso AT&S et al Keele South E-19	64°08'24'' N 125°03'42''W	*Peter Bawden 1*	85-02-21 85-03-31	Plugged & suspended	2450
18	Exco et al North Chance Y.T. D-22	66°11'06'' N 137°35'33''W	*Custom Drilling 94*	85-03-01 85-04-08	Plugged & abandoned	1830
19	PCI Westcoast et al K'ahbami H-56	67°45'27'' N 127°24'49''W	*Atco/Equtak 76*	85-03-05 85-04-07	Plugged & abandoned	1605
20	PCI Canterra Tweed Lake A-67 (Tweed Lake delineation)	66°56'12'' N 125°56'19''W	*Atco/Equtak 76*	85-11-13 85-12-23	Plugged & suspended	1347
21	AT&S Texaco Maida Creek 0-65	65°34'53'' N 128°11'47''W	*Jade 5*	85-12-15 85-12-21	Junked & abandoned	191
22	AT&S Texaco Maida Creek 20-65	65°34'53'' N 128°11'47''W	*Jade 5*	85-12-24	Drilling	547

Mackenzie Delta and Beaufort Sea

Statistical Summary

ACTIVITY STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Wells Spudded					
Exploratory/Delineation	4	8	11	6	19
Wells Terminated*					
Exploratory/Delineation	6	8	4	12	16
Metres Drilled					
Exploratory/Delineation	29 055	23 580	37 381	31 682	48 370
Geophysical Programs Run	11	10	9	13	8
km Shot	13 052	6 355	7 684	7 959	4 700

** In the Beaufort Sea, where operations from floating vessels are seasonal and could take place over a number of seasons for a given well, a well is deemed to be terminated in the year in which it reaches total depth.*

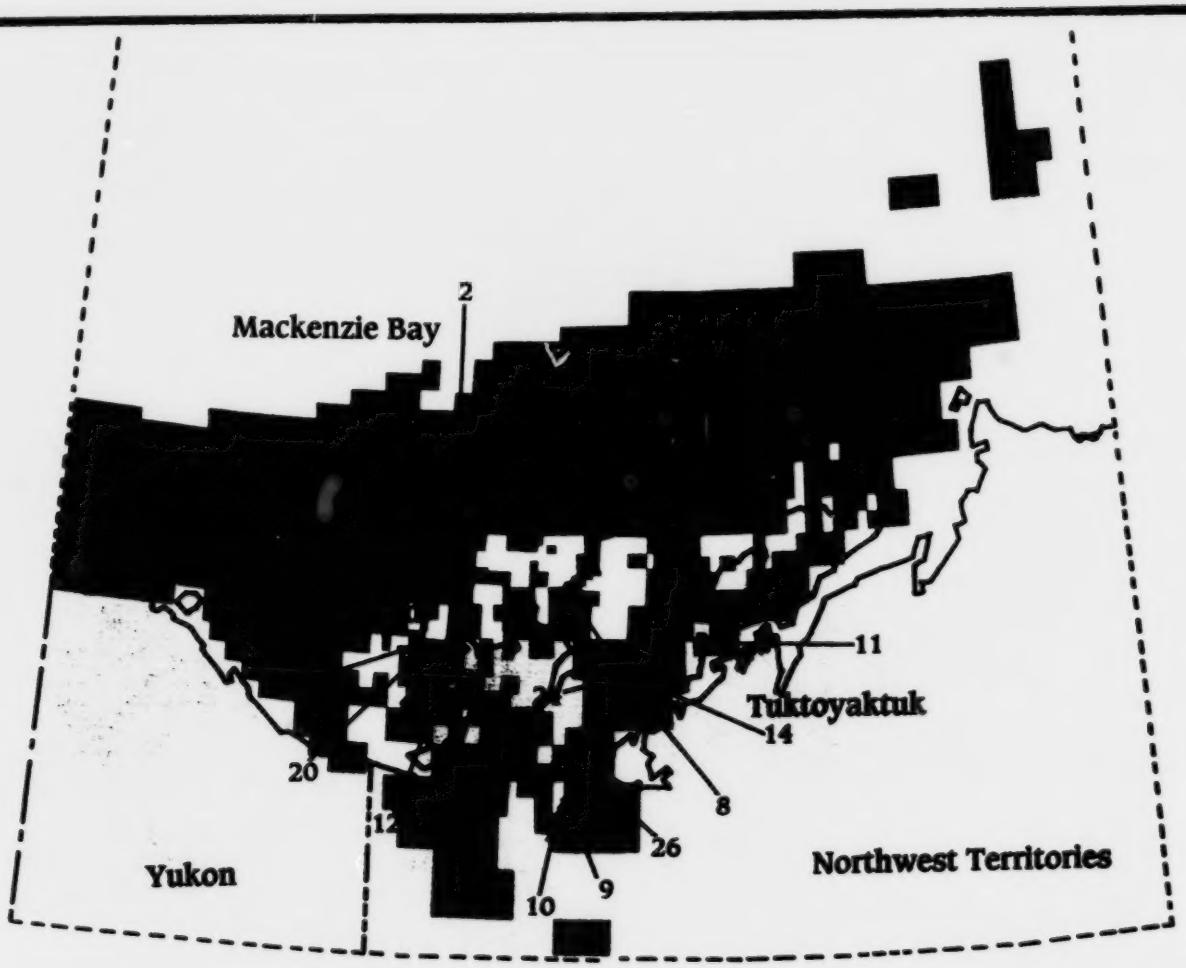
RESOURCES STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Discovered Resources* – Update					
Gas (Billions m^3)	246.5	254.8	286.5	279.5	284.2
Oil (Millions m^3)	93.2	111.3	133.0	130.4	183.1

** As reported in previous years.*

BENEFITS STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Rigs Active	6	8	9	11	13*
Rig-Months	24	28	31	39	43
Money Spent ($M)					
Geophysical	20.8	18.3	28.1	27.2	38.4
Exploratory/Delineation Drilling	540.0	600.0	629.8	786.4	760.5
Total	560.8	618.3	657.9	813.6	798.9

** Two rigs worked both in the Mainland Territories and in the Mackenzie Delta in 1985.*

LAND STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Exploration Agreements (EAs) Concluded	0	6	9	9	0
Total EAs Active	0	6	15	24	23
Lands Negotiated into EAs (Millions of Hectares)	0	2.3	6.8	1.8	0
Lands Relinquished/Surrendered	N/A	N/A	N/A	0.3	1.6
Lands Active	14.9	11.6	9.2	8.9	7.3



Map No.	Name of Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded, Reentered, Terminated	Status, Results	Total Depth (m)
1	Dome et al Havik B-41	70°20'11'' N 132°13'05''W	*Explorer III*	83-07-17 83-07-29		
			Explorer II	83-09-13 83-09-29		
			Explorer II	84-06-29 84-10-06		
			Explorer I	85-08-22 85-09-30	Plugged & suspended	4750
2	Dome et al Arluk E-90	70°19'24'' N 135°26'35''W	*Explorer III*	83-07-30 83-09-19		
			Explorer III	84-07-31 84-10-22		
			Explorer IV	85-09-24 85-10-13	Plugged & abandoned	4300

Mackenzie Delta and Beaufort Sea

Statistical Summary

Map No.	Name of Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded, Reentered, Terminated	Status, Results	Total Depth (m)
3	Esso Home et al Amerk O-09	69°58'56'' N 133°30'53''W	*SCRI Esso Rig 7*	84-08-22 85-03-03	Plugged & abandoned, gas discovery	5000
4	Dome et al Nerlerk J-67 (Nerlerk delineation)	70°26'42'' N 133°19'29''W	*Kulluk*	84-09-26 84-10-15		
			Kulluk	85-08-17 85-10-23	Plugged & abandoned	4904
5	Esso Trillium Adgo H-29 (Adgo delineation)	69°28'23'' N 135°50'21''W	*Kenting 32*	84-09-27 85-01-12	Plugged & abandoned, gas	3314
6	Esso PCI Home et al Nipterk L-19	69°48'38'' N 135°19'53''W	*Esso Rig 3*	84-10-03 85-03-23	Plugged & abandoned, oil and gas discovery	3879
7	Gulf et al Akpak P-35	70°14'52'' N 134°09'24''W	*Kulluk*	84-10-17 84-11-08		
			Kulluk	85-06-10 85-07-07	Junked & abandoned	2169
8	Esso PCI Home et al Tuk J-29 (Tuk Cretaceous delineation)	69°18'43'' N 133°05'51''W	*Esso Rig 2*	85-01-10 85-04-20	Plugged & abandoned, oil and gas discovery	3176
9	Gulf et al Onigat D-52	68°41'01'' N 133°44'24''W	*Spartan 20*	85-01-23 85-02-12	Plugged & abandoned	1409
10	Gulf et al Shakgatlatachig D-50	68°39'07'' N 133°57'08''W	*Spartan 20*	85-02-21 85-03-22	Plugged & abandoned	2061
11	Esso PCI Home et al Itkrilek B-52	69°31'14'' N 131°58'32''W	*Kenting 33*	85-03-21 85-04-04	Plugged & abandoned	1284
12	Chevron Trillium Upluk L-42	69°21'38'' N 135°27'29''W	*Spartan 10*	85-03-22 85-05-08		
			Spartan 10	85-06-29 85-07-19	Plugged & suspended	3350
13	Esso Home et al Taglu West H-06	69°25'22'' N 135°00'28''W	*Kenting 32*	85-03-26 85-09-05	Plugged & abandoned	4200
14	Esso PCI Home et al Tuk H-30 (Tuk Tertiary delineation)	69°19'21'' N 133°05'14''W	*Kenting 33*	85-04-21 85-05-06		
			Roll'n Rig 12	85-11-24 85-12-28	Plugged & abandoned	1399
15	Esso PCI Home et al Nipterk L-19A (Nipterk delineation)	69°48'38'' N 135°19'53''W	*Esso Rig 3*	85-04-21 85-07-21	Plugged & abandoned, oil and gas	3520
16	Gulf et al Akpak 2P-35	70°14'52'' N 134°09'23''W	*Kulluk*	85-07-08 85-08-14	Plugged & abandoned	3673
17	Dome et al Adlartok P-09	69°38'52'' N 137°45'28''W	*Explorer III*	85-08-08 85-10-17	Plugged & abandoned, oil discovery	2647
18	Dome et al Edlok N-56	69°45'50'' N 140°14'22''W	*Explorer IV*	85-08-10 85-09-16	Plugged & abandoned	2530
19	Gulf et al Amauligak I-65 (Amauligak delineation)	70°04'40'' N 133°48'16''W	*Molikpaq*	85-09-24	Testing	4126
20	Esso Trillium et al Adgo G-24 (Adgo delineation)	69°23'29'' N 135°50'50''W	*Kenting 32*	85-10-07	Testing	3087
21	Gulf et al Aagnerk E-56	69°45'16'' N 136°59'56''W	*Kulluk*	85-10-28 85-11-10	Plugged & suspended	875
22	Esso PCI Home et al Minuk I-53	69°42'35'' N 136°27'32''W	*Esso Rig 3*	85-11-27	Drilling	1718
23	Esso PCI Home et al Tuktuk A-12 (Tuk Tertiary delineation)	69°21'00'' N 133°03'00''W	*Esso Rig 2*	85-12-02	Drilling	1790
24	Esso PCI Home et al Tuk G-39 (Tuk Tertiary delineation)	69°18'23'' N 133°08'43''W	*Kenting 33*	85-12-05	Drilling	1797
25	Esso PCI Home et al Tuk B-40 (Tuk Tertiary delineation)	69°19'14'' N 133°08'20''W	*Spartan 20*	85-12-09	Drilling	1590
26	Gulf et al Parsons F-02	68°51'21'' N 133°31'50''W	*Peter Bawden 1*	85-12-22	Drilling	505

Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore

Statistical Summary

ACTIVITY STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Wells Spudded					
Exploratory/Delineation	6	7	4	3	3
Wells Terminated					
Exploratory/Delineation	5	6	5	4	3
Metres Drilled					
Exploratory/Delineation	14 712	18 987	12 087	11 007	6 185
Geophysical Programs Run	7	6	2	1	0
km Shot	2 425	5 126	1 142	601	0

RESOURCES STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Discovered Resources* – Update					
Gas (Billions m^3)	326.5	379.5	372.2	390.1	415.7
Oil (Millions m^3)	42.0	47.7	76.1	49.3	65.7
Gas and Oil Production					
Bent Horn Oil (Thousands m^3)	N/A	N/A	N/A	N/A	30

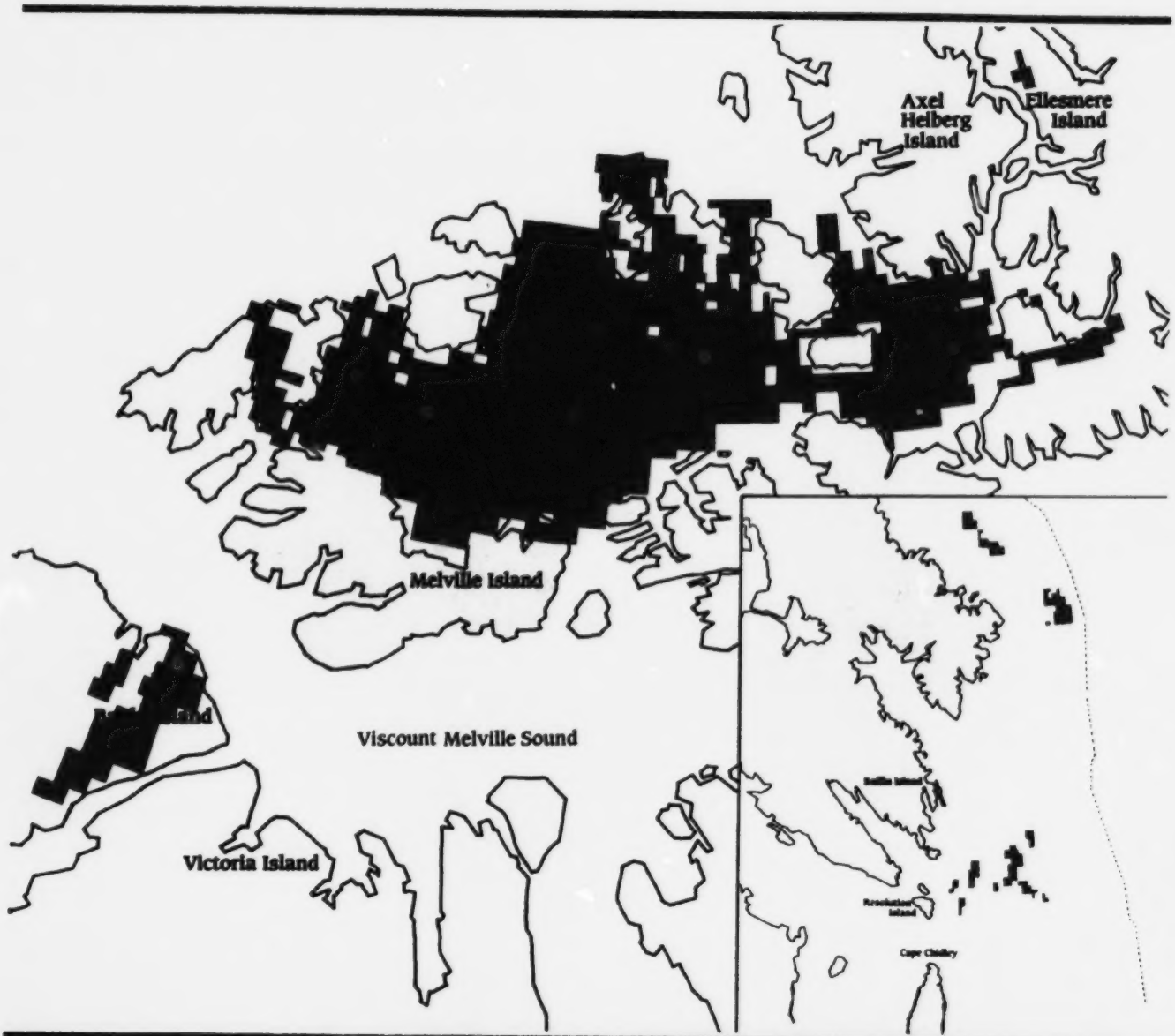
** As reported in previous years.*

BENEFITS STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Rigs Active	3	6	4	4	3
Rig-Months	15	19	17	13	9
Money Spent ($M)					
Geophysical	9.1	15.6	6.2	4.6	0.2
Exploratory/Delineation Drilling	59.5	122.5	67.8	64.0	48.0
Production Facilities	0	0	0	0	7.8
Total	68.6	138.1	74.0	68.6	56.0

LAND STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Exploration Agreements (EAs) Concluded	0	21	0	3	1
Total EAs Active	0	21	21	24	25
Lands Negotiated into EAs (Millions of Hectares)	0	24.5	0	1.5	0.7
Lands Relinquished/Surrendered	N/A	N/A	N/A	0.9	1.4
Lands Active	33.1	24.5	17.3	15.8	15.1

Arctic Islands and Eastern Arctic Offshore

Statistical Summary



Map No.	Name of Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded, Reentered, Terminated	Status, Results	Total Depth (m)
1	Panarctic et al Cape Allison C-47	77°46'05" N 100°17'21"W	*Panarctic Rig A*	85-01-31 85-05-08	Plugged & abandoned, oil and gas discovery	2100
2	Panarctic et al East Drake L-06	76°25'35" N 107°33'18"W	*Panarctic Rig B*	85-02-15 85-04-16	Plugged & abandoned, gas discovery	1300
3	Panarctic et al Skybattle Bay M-11	77°10'56" N 105°06'44"W	*Panarctic Rig C*	85-10-17 85-12-30	Plugged & abandoned	2785

Hudson Bay

Statistical Summary

ACTIVITY STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Wells Spudded					
Exploratory/Delineation	0	0	0	0	2
Wells Terminated					
Exploratory/Delineation	0	0	0	0	2
Metres Drilled					
Exploratory/Delineation	0	0	0	0	3 255
Geophysical Programs Run	0	1	2	2	0
km Shot	0	5 488	8 447	491	0

RESOURCES STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Discovered Resources* – Update					
Gas (Billions m^3)	0	0	0	0	0
Oil (Millions m^3)	0	0	0	0	0

** As reported in previous years.*

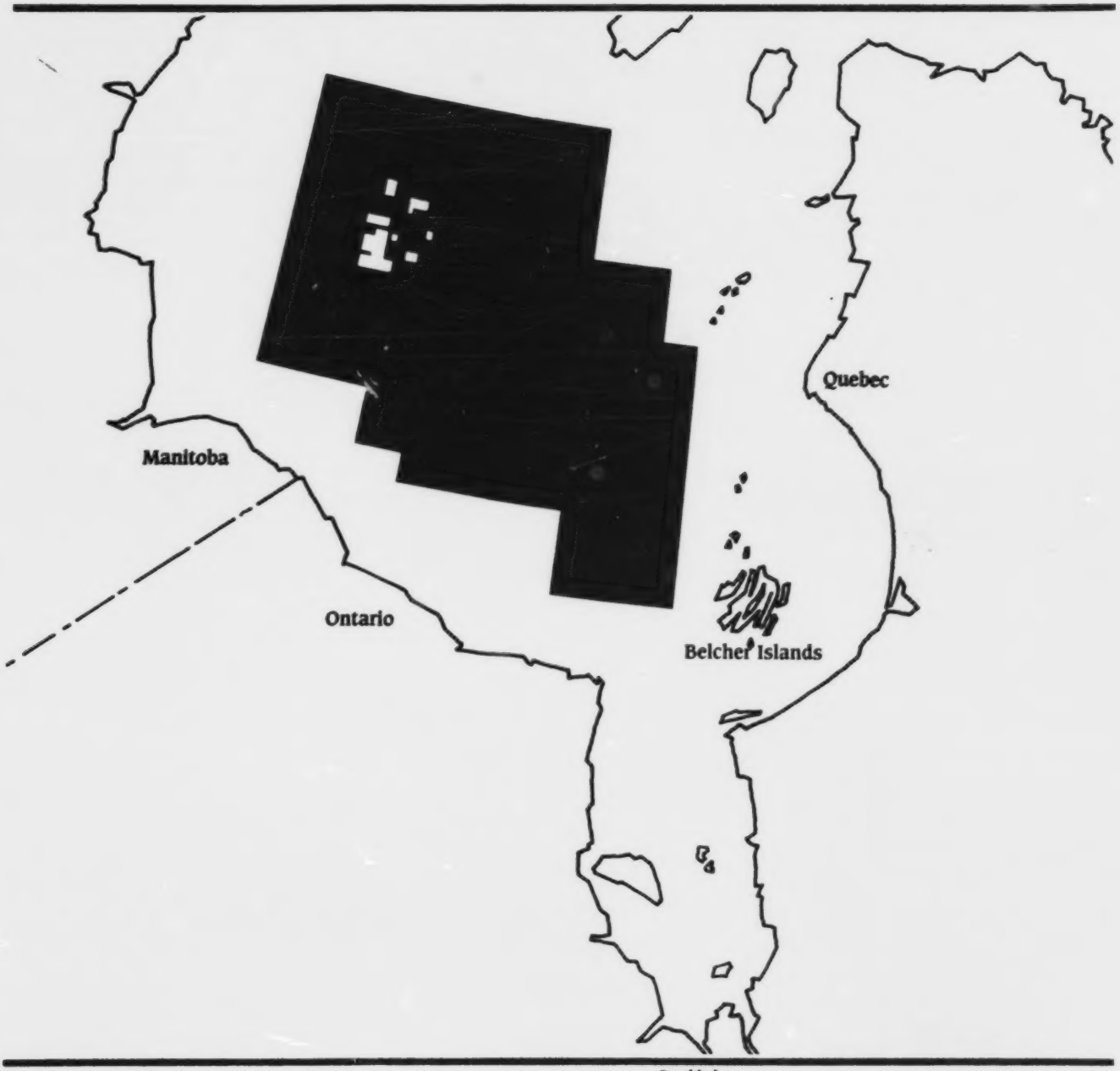
BENEFITS STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Rigs Active	0	0	0	0	1
Rig-Months	0	0	0	0	3
Money Spent ($M)					
Geophysical	0	6.5	7.0	1.1	0
Exploratory/Delineation Drilling	0	0	0	0	37.4
Total	0	6.5	7.0	1.1	37.4

LAND STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Exploration Agreements (EAs) Concluded	0	0	0	0	2
Total EAs Active	0	0	0	0	2
Lands Negotiated into EAs (Millions of Hectares)	0	0	0	0	23.3
Lands Relinquished/Surrendered	N/A	N/A	N/A	6.3	0.2
Lands Active	30.6	30.6	30.6	24.2	23.1

[redacted]

Hudson Bay

Statistical Summary



Map No.	Name of Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded, Reentered, Terminated	Status, Results	Total Depth (m)
1	Trillium Soquip Onexco et al Beluga O-23	59°12'54'' N 88°33'27''W	*Neddrill 2*	85-07-28 85-09-15	Plugged & abandoned	2215
2	ICG Sogepet et al Netsiq N-01	59°50'48'' N 87°31'00''W	*Neddrill 2*	85-09-15 85-10-20	Plugged & abandoned	1040

[redacted]

Grand Banks and Labrador Sea

Statistical Summary

ACTIVITY STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Wells Spudded					
Exploratory/Delineation	8	5	7	12	11
Wells Terminated					
Exploratory/Delineation	8	4	10	10	13
Metres Drilled					
Exploratory/Delineation	38 540	23 105	29 815	46 759	49 098
Geophysical Programs Run	34	33	21	12	16
km Shot	41 874	61 411	48 261	27 808	19 758

RESOURCES STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Discovered Resources* – Update					
Gas (Billions m^3)	124.0	124.0	126.7	145.2	152.4
Oil (Millions m^3)	230.5	257.5	211.5	159.9	185.1

** As reported in previous years.*

BENEFITS STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Rigs Active	6	7	9	9	8*
Rig-Months	42	31	48	54	63
Money Spent ($M)					
Geophysical	43.8	71.6	57.4	27.8	27.3
Exploratory/Delineation Drilling	308.0	210.0	436.9	485.9	630.0
Total	351.8	281.6	494.3	513.7	657.3

** Three rigs worked off both Nova Scotia and Newfoundland in 1985.*

LAND STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Exploration Agreements (EAs) Concluded	0	0	32	13	0
Total EAs Active	0	0	32	41	38
Lands Negotiated into EAs (Millions of Hectares)	0	0	10.3	6.0	0
Lands Relinquished/Surrendered	N/A	N/A	N/A	8.6	10.9
Lands Active	29.1	29.1	24.6	22.0	11.9

Grand Banks and Labrador Sea

Statistical Summary

Map No.	Name of Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded, Reentered, Terminated	Status, Results	Total Depth (m)
1	Petro-Canada et al West Ben Nevis B-75	46°35'01'' N 48°26'04''W	*Bow Drill I*	84-07-15 85-04-03		
			Sedco 710	85-04-27 85-07-18	Plugged & abandoned, oil discovery	4987
2	Mobil et al Mara M-54	46°43'48'' N 48°38'45''W	*John Shaw*	84-10-21 85-05-14	Plugged & abandoned, oil discovery	4446
3	Canterra PCI et al Beothuk M-05	46°24'49'' N 48°31'14''W	*Vinland*	84-11-05 85-01-25	Plugged & abandoned, oil	3779
4	HBV et al Conquest K-09	47°08'35'' N 48°15'45''W	*Bow Drill II*	84-11-13 85-07-26	Plugged & abandoned	4968
5	HBV et al North Ben Nevis P-93	46°42'48'' N 48°28'34''W	*Bow Drill III*	84-12-18 85-11-01	Plugged & abandoned, oil and gas discovery	5282
6	HBV et al Panther P-52	47°01'53'' N 47°37'44''W	*Sedco 706*	85-01-10 85-01-22		
			Bow Drill III	85-11-06	Drilling	3650
7	Petro-Canada et al North Trinity H-71 (Hebron delineation)	46°30'24'' N 48°25'36''W	*Vinland*	85-01-27 85-09-02	Plugged & abandoned	4758
8	Esso Parex et al Baccalieu I-78	47°57'42'' N 46°10'51''W	*Sedco 709*	85-05-15 85-09-14	Plugged & abandoned	5135
9	Mobil et al Mercury K-76	46°55'35'' N 48°56'34''W	*John Shaw*	85-05-19 85-09-15	Plugged & abandoned	5213
10	BP et al Baie Verte J-57	50°16'44'' N 51°07'54''W	*Bow Drill I*	85-07-10 85-10-16	Plugged & abandoned	4911
11	HBV et al Whiterose J-49 (Whiterose delineation)	46°48'31'' N 48°06'27''W	*Bow Drill II*	85-07-27 85-12-11	Plugged & abandoned, oil and gas	4561
12	Petro-Canada et al Terra Nova K-07 (Terra Nova delineation)	46°26'44'' N 48°30'58''W	*Vinland*	85-09-05 85-11-21	Plugged & suspended, oil	3550
13	Canterra PCI et al Terra Nova K-17	46°26'44'' N 48°32'32''W	*Sedco 710*	85-09-25 85-11-14	Plugged & abandoned	3250
14	Petro-Canada et al Gambo N-70	46°19'52'' N 48°39'55''W	*Sedco 710*	85-11-16 85-12-28	Plugged & abandoned	2515
15	Petro-Canada et al Terra Nova I-97 (Terra Nova delineation)	46°26'44'' N 48°28'49''W	*Vinland*	85-11-26	Drilling	2452
16	HBV et al Whiterose L-61 (Whiterose delineation)	46°50'35'' N 48°10'28''W	*Bow Drill II*	85-12-18	Drilling	1677

In 1985, abandonment operations were completed for the following wells which had been suspended or abandoned in previous years.

Mobil et al Sheridan J-87
Mobil et al North Dana I-43
Mobil et al Hibernia B-08
Mobil et al Hibernia B-27
Mobil et al Hibernia C-96
Chevron et al Hibernia P-15
Petro-Canada et al Pining E-16
HBV et al Archer K-19
Mobil et al Hibernia K-14
Mobil et al Hebron I-13
Mobil et al Hibernia J-34
Mobil et al Hibernia K-18
Mobil et al Hibernia O-35
Mobil et al Nautilus C-92
Mobil et al Ben Nevis I-45

Nova Scotia
Offshore (includes the Gulf of St. Lawrence)
Statistical Summary

ACTIVITY STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Wells Spudded Exploratory/Delineation	2	6	12	14	10
Wells Terminated Exploratory/Delineation	1	5	11	13	14
Metres Drilled Exploratory/Delineation	7 994	28 544	60 088	71 046	47 064
Geophysical Programs Run	16	32	38	17	14
km Shot	27 169	35 923	38 495	21 587	26 814

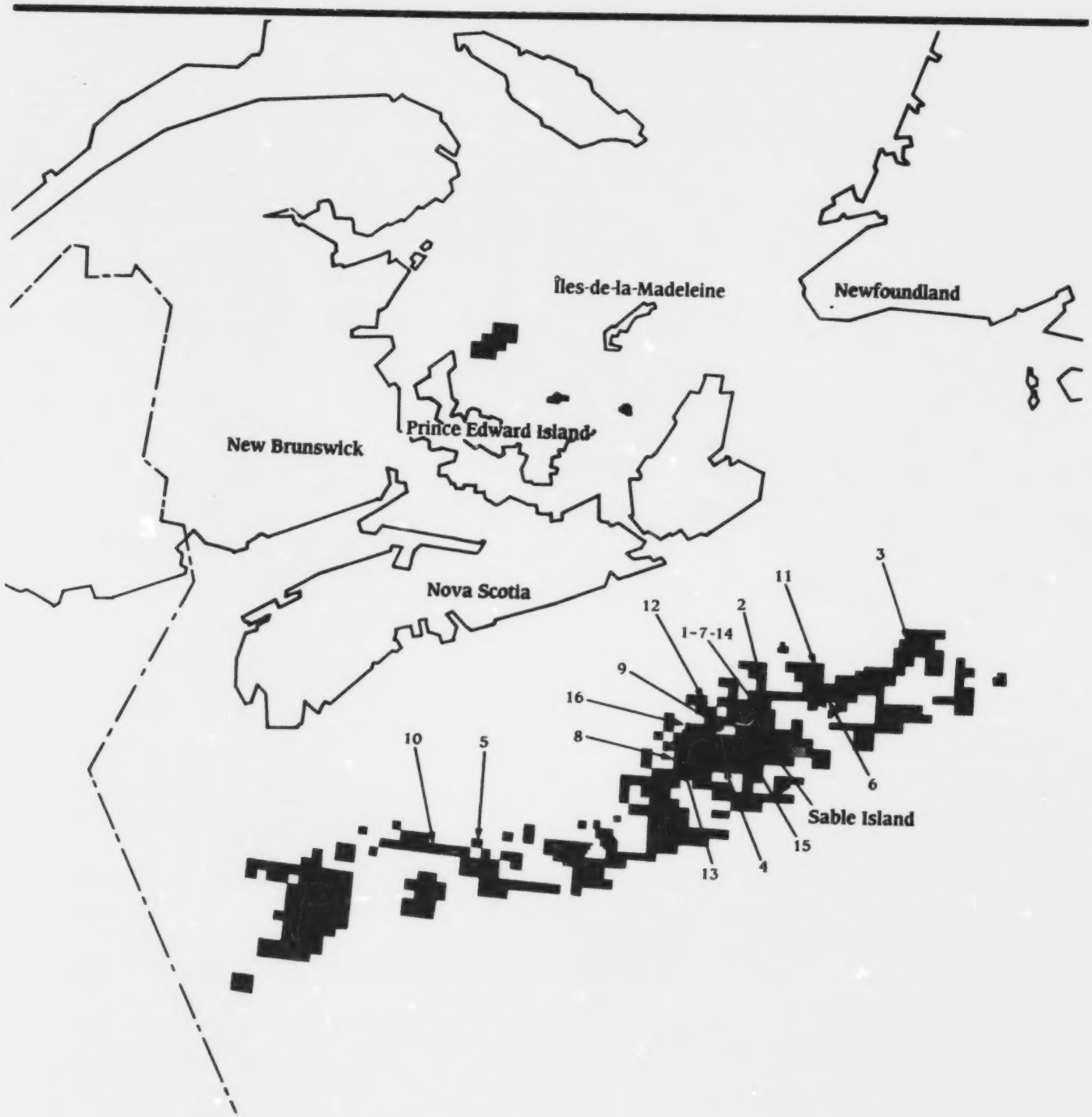
RESOURCES STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Discovered Resources* – Update Gas (Billions m^3)	60.4	79.3	108.7	122.6	127.4
Oil (Millions m^3)	8.2	8.2	13.7	16.7	20.0

** As reported in previous years.*

BENEFITS STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Rigs Active	2	6	9	10	8*
Rig-Months	13	39	72	83	50
Money Spent ($M)					
Geophysical	25.2	43.8	50.5	23.2	29.2
Exploratory/Delineation Drilling	65.0	220.0	579.4	594.7	452.0
Total	90.2	263.8	629.9	617.9	481.2

** Three rigs worked off both Nova Scotia and Newfoundland in 1985.*

LAND STATUS	1981	1982	1983	1984	1985
Exploration Agreements (EAs) Concluded	0	20	5	15	2
Total EAs Active	0	20	25	30	28
Lands Negotiated into EAs (Millions of Hectares)	0	9.0	0.5	10.5	0.9
Lands Relinquished/Surrendered	N/A	N/A	1.6	8.5	2.8
Lands Active	20.2	20.2	20.0	6.3	4.2


Îles-de-la-Madeleine
Newfoundland
Prince Edward Island
New Brunswick
Nova Scotia
Sable Island
1-7-14
2
3
4
5
6
8
9
10
11
12
13
15
16

Nova Scotia Offshore (includes the Gulf of St. Lawrence)

Statistical Summary

Map No.	Name of Well	Latitude Longitude	Drilling Unit	Spudded, Reentered, Terminated	Status, Results	Total Depth (m)
1	Mobil et al West Venture N-91	44°00'46" N 59°44'27"W	*Zapata Scotian*	84-04-19 85-07-04	Plugged & abandoned, gas discovery	5547
2	Mobil et al West Venture C-62	44°01'03" N 59°40'01"W	*Rowan Juneau*	84-05-19 85-03-14	Plugged & abandoned, gas discovery	5522
3	BUH et al Hesper P-52	44°41'51" N 57°52'48"W	*Rowan Gorilla I*	84-08-31 85-05-02	Plugged & abandoned	5679
4	Shell PCI et al Glenelg H-38 (Glenelg delineation)	43°37'19" N 60°04'49"W	*Sedco 709*	84-10-26 85-01-26	Plugged & abandoned	4865
5	Petro-Canada Texaco et al Albatross B-13	42°42'11" N 63°02'12"W	*Sedco 710*	84-12-13 85-03-28	Plugged & abandoned	4046
6	Home et al Citadel H-52	44°11'25" N 58°52'40"W	*Glomar Labrador I*	84-12-18 85-05-29	Plugged & abandoned	5666
7	Mobil et al West Venture N-01 (relief well)	44°00'59" N 59°45'52"W	*Rowan Gorilla III*	85-01-20 85-06-29	Plugged & abandoned	3632
8	Shell PCI et al Alma K-85 (Alma delineation)	43°34'44" N 60°43'02"W	*Sedco 709*	85-01-29 85-04-10	Plugged & abandoned, gas	3602
9	Mobil et al Thebaud I-93 (Thebaud delineation)	43°52'44" N 60°13'51"W	*Rowan Juneau*	85-03-27 85-09-27	Plugged & abandoned, gas	5166
10	Petro-Canada et al Shelburne G-29	42°38'27" N 63°33'33"W	*Sedco 710*	85-03-31 85-04-06		
			Sedco 710	85-08-07 85-09-16	Plugged & abandoned	4005
11	Shell PCI et al Peskowesk A-99	44°28'14" N 58°58'41"W	*Sedco 706*	85-04-22 85-06-13	Plugged & abandoned	4003
12	Shell PCI et al Kegeshook G-67	44°06'29" N 60°24'31"W	*Glomar Labrador I*	85-06-11 85-07-29	Plugged & abandoned	3540
13	Shell PCI et al Merigomish C-52	43°31'03" N 60°38'34"W	*Sedco 706*	85-06-15 85-08-12	Plugged & abandoned	3950
14	Mobil et al West Olympia O-51	44°00'48" N 59°53'04"W	*Rowan Gorilla I*	85-06-23 85-11-09	Plugged & abandoned, gas discovery	4816
15	Shell PCI et al North Triumph G-43	43°42'19" N 59°51'23"W	*Sedco 709*	85-09-26	Drilling	4319
16	Petro-Canada et al Cohasset A-52 (Cohasset delineation)	43°51'08" N 60°37'44"W	*Rowan Gorilla I*	85-12-20	Drilling	854

Glossary of Terms

Abandoned Well: any well that has been permanently plugged.

Call for Bids: a notice published in the *Canada Gazette* or other publication, whereby the minister calls for the submission of bids in relation to Crown reserve land (formerly referred to as Call for Proposals).

Call for Nominations: a notice inviting interested parties to nominate tracts of lands for potential inclusion in a Call for Bids.

Commercial Discovery: an oil or gas discovery that justifies the investment of capital and effort to bring it into production.

Completed Well: a well that has been drilled and equipped so that it is capable of producing oil or gas.

Condensate: hydrocarbons occurring in gaseous form at subsurface temperatures and pressures, but which condense to the liquid state at surface temperature and pressure.

Cubic Metre of Gas: equivalent to 35.301 cubic feet at 14.73 pounds per square inch (760 mm of Hg) of atmospheric pressure at sea level.

Cubic Metre of Oil: equivalent to 6.2898 American stock tank barrels.

Delineation Well: a well drilled as a follow-up, offset, step-out or extension to a significant discovery on the same geological feature, the purpose of which is to determine the extent and commercial potential of the oil or gas accumulation encountered in the discovery well.

Development Plan: a plan describing the wells and other facilities proposed to develop a field.

Development Well: a well drilled as part of a development plan.

Drillship: a ship-shaped mobile offshore drilling unit (MODU), specially constructed or converted for drilling for oil and gas.

Dry Hole: a well that has failed to encounter oil or gas in significant amounts.

Dynamic Positioning: the technique of maintaining a vessel over a well by means of on-board propulsion units.

Exploration Licence: a licence granting the right to explore for, and the exclusive right to drill and test for, petroleum, and the exclusive right to obtain a Production Licence subject to compliance with the other provisions of the Canada Petroleum Resources Act (formerly Exploration Agreement).

Exploratory Well: a well drilled on a geological feature on which a significant discovery has not previously been made (synonymous with wildcat well).

Gravity-Fed Loading Line: a pipeline that uses elevation differences (i.e., gravity) to cause liquid to flow freely from the storage area to a transport vessel.

Heater Glycol Facility: a facility that heats a mixture of water and glycol, which is then used to heat the oil in the storage tank.

Hectare: one hectare equals 2.47 acres or 10 000 square metres.

Hydrocarbon: a naturally occurring compound consisting primarily of atoms of hydrogen and carbon, in solid, liquid or gaseous form.

Hypothermia: a condition whereby body temperature is below normal, most frequently caused by exposure to low ambient temperatures.

Ice Platform: a specially thickened platform made of ice which supports a conventional land drilling rig thereby enabling a well to be drilled in deep water between Arctic land masses.

Jack-up: a drilling unit that is elevated above sea level after arrival on a wellsite by setting supporting piles (legs) into the seabed and elevating the drill floor (hull) on a system of jacks.

MODU (mobile offshore drilling unit): any vessel capable of engaging in drilling operations for the exploration for, or the exploitation of, resources beneath the seabed.

Relief Well: a well drilled to assist in controlling a blowout in an existing well.

Sacrificial Beach Island: an island made of sand by dredging or other means, and which has long, sloping beaches to combat erosion by waves.

Semisubmersible: a MODU which is stabilized by ballasting its pontoons (base) and columns to a predetermined depth during drilling operations. Used extensively in rough seas.

Separating Facility: an array of pressure vessels that separate the crude effluent from an oil well into its components of natural oil, gas and water.

Snubbing Unit: an assembly composed of blowout preventors and a hydraulic jack used to force drillpipe and other tools into a well against pressure.

Steel Caisson Retained Island: a drilling platform presently in use in the Beaufort Sea, consisting of eight reusable caisson segments, filled with sand and arranged as an octagon, thus providing an island surface for the drilling rig.

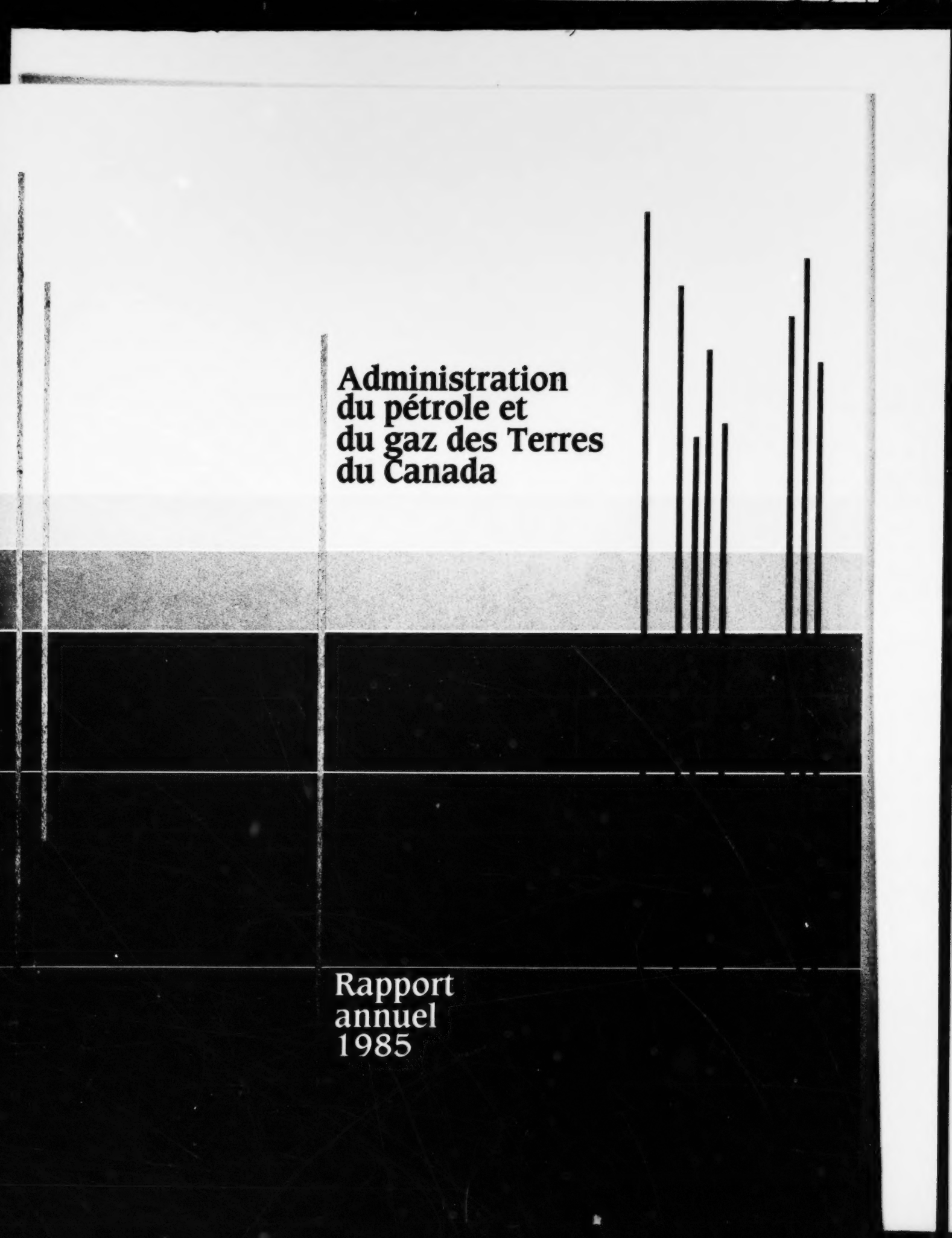
Suspended Well: a well in which drilling or production operations have temporarily ceased.

Terminated Well: a well that has reached total depth and has been abandoned, completed or suspended.

COGLA Offices

	Mailing Address	Street Address	Telephone	Telex	Telecopier
Headquarters	15th Floor, Tower B, 355 River Road, Vanier, Ontario K1A 0E4	14th Floor, Tower B, 355 River Road, Vanier, Ontario	(613) 993-3760	053-4366	993-9897
Maritimes	2000 Barrington Street, Suite 102, Halifax, Nova Scotia, B3J 3K1	Cogswell Tower, Scotia Square, 2000 Barrington Street, Halifax, Nova Scotia	(902) 426-8570	019-23632	426-5253
	COGLA Laboratory, P.O. Box 1006, Dartmouth, Nova Scotia, B2Y 4A2	Bedford Institute of Oceanography, Dartmouth, Nova Scotia	(902) 426-3179 or (902) 426-2525		
Northwest Territories	P.O. Box 1500, Yellowknife, N.W.T., X1A 2R3	Bellanca Building, 4914-50th Street, 6th Floor, Yellowknife, N.W.T.	(403) 920-8175	034-45570	873-8707
	P.O. Box 2020, Inuvik, N.W.T., X0E 0T0		(403) 979-3006	034-44541	979-2090
Western	P.O. Box 2638, Station M, Calgary, Alberta, T2P 3C1	Room 482, 220-4th Avenue SE, Calgary, Alberta	(403) 231-5631		

Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada



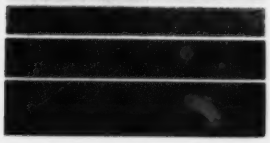
Rapport annuel 1985

Table des matières

Profil de l'organisme 1
Messages des ministres 2
Carte des régions pionnières des Terres du Canada 4
Mot de l'administrateur de l'APGTC 6
Faits saillants de 1985 7
Nouvelle politique énergétique dans les régions pionnières 9
Gestion fédérale-provinciale et territoriale des régions pionnières 10
- Terre-Neuve et Labrador 10
- Nouvelle-Écosse 11
- Gestion conjointe des ressources du Nord 12
- Côte ouest 12

Gestion des droits et redevances 12
Travaux de prospection 14
Activités de mise en valeur 17
Protection du travailleur 18
Protection de l'environnement 22
Emploi et retombées industrielles 25
Minéraux non combustibles 27
Résumé statistique régional 27
- Régions pionnières des Terres du Canada 28
- Partie continentale des Territoires 29
- Delta du Mackenzie et mer de Beaufort 32
- Îles de l'Arctique et zone offshore de l'Est de l'Arctique 35
- Baie d'Hudson 37
- Grands Bancs et mer du Labrador 39
- Zone offshore de la Nouvelle-Écosse 42

Glossaire 45
Bureaux de l'APGTC 46



© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1986

N° de cat. M97-1985F

ISBN 0-662-93721-X

Profil de l'organisme

L'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC) a été créée en vertu d'un mémoire d'entente conclu entre le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources et le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien.

L'APGTC constitue le lien principal entre le gouvernement fédéral et l'industrie pétrolière et gazière en ce qui a trait à l'attribution des droits et aux travaux d'exploitation dans les régions pionnières des Terres du Canada, lesquelles comprennent le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest, la baie d'Hudson et la plupart des zones situées au large des côtes canadiennes.

Le principal objectif de l'APGTC est d'encourager l'industrie pétrolière à travailler de façon soutenue et responsable à la prospection, à la mise en valeur et à l'exploitation des ressources pétrolières et gazières des régions pionnières. En outre, l'APGTC doit voir à ce que ces activités se déroulent en toute sécurité et dans le respect de l'environnement, tout en offrant aux Canadiens un accès total et équitable aux retombées socio-économiques qui en résultent.

L'APGTC comprend six directions:

La Direction de la gestion des terres;
La Direction du génie;
La Direction de l'évaluation des ressources;
La Direction de la protection de l'environnement;
La Direction des retombées canadiennes;
La Direction de l'analyse et de la coordination des politiques.

Les bureaux régionaux de l'APGTC à Halifax et à Yellowknife s'occupent respectivement du secteur des Maritimes offshore et du Nord canadien. Celui de St-Jean, Terre-Neuve, s'occupait en 1985 du secteur au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador. Cependant, depuis janvier 1986, cette tâche incombe à l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures offshore, créé en vertu de l'Accord Atlantique. Les bureaux régionaux donnent l'autorisation de forer des puits et d'entreprendre des études géophysiques et géologiques. Ils inspectent régulièrement les installations de forage et surveillent les activités des sociétés pétrolières du point de vue des techniques, de la géologie, de l'environnement et des retombées économiques pour le Canada.

Message de M^me^ Pat Carney, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

La ministre M^me^ Pat Carney.

J'ai l'honneur de soumettre au Parlement le quatrième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada (APGTC). Depuis 1981, l'APGTC sert de cadre de réglementation pour les activités pétrolières et gazières dans les régions pionnières du Canada et elle a gagné par son travail acharné le respect de l'industrie, des ministères gouvernementaux ainsi que du public dont elle aide à protéger les intérêts.

L'APGTC a joué un rôle de premier plan dans l'élaboration de l'Accord Atlantique, conclu entre le gouvernement du Canada et celui de Terre-Neuve et du Labrador. Cet accord d'importance historique, signé le 11 février 1985, établit un régime de gestion conjointe et de partage des recettes en ce qui concerne la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières dans les zones extra-côtières. L'Accord démontre également un nouvel esprit de collaboration entre le gouvernement du Canada et ceux des provinces, grâce à la création de l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures offshore, organisme indépendant.

Le 17 octobre 1985, le ministre de l'Énergie de Terre-Neuve et du Labrador, M. William Marshall, et moi-même avions le plaisir d'annoncer la nomination du président du nouvel office, M. Ted Baugh, et de deux vice-présidents, MM. John Fitzgerald et Diego Henao.

Le nouvel office et son personnel assumaient en janvier 1986 les responsabilités de l'APGTC et du Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate, en ce qui concerne les activités pétrolières et gazières au large des côtes. Les mesures législatives fédérales et provinciales mettant en application l'Accord Atlantique seront enchâssées dans la loi en 1986.

En 1985, des négociations étaient entreprises pour conclure un accord semblable entre le gouvernement du Canada et celui de la Nouvelle-Écosse, afin de remplacer la présente Entente Canada–Nouvelle-Écosse.

L'Accord de l'Ouest, signé par le Canada et les provinces de l'Ouest en mars 1985, marquait le début de nouvelles relations entre le gouvernement et l'industrie, concernant la mise en valeur des ressources d'hydrocarbures classiques et de celles situées dans les régions pionnières du Canada. Les règles ont été modifiées afin de permettre à l'industrie canadienne des hydrocarbures de réaliser son potentiel et d'être un moteur de croissance économique viable.

C'est dans cette même intention que le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, M. David Crombie, et moi-même annoncions le 30 octobre 1985 une nouvelle politique fédérale concernant les régions pionnières, intitulée L'énergie des régions pionnières canadiennes: un cadre d'investissement et de création d'emplois. Le Bill C-92, projet de Loi sur les ressources du Canada en hydrocarbures, qui a été déposé au Parlement le 20 décembre 1985, servira de cadre législatif à cette nouvelle politique. La nouvelle loi remplacera la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*, promulguée en 1982.

Cette nouvelle loi rationalisera le processus de réglementation des activités pétrolières et gazières dans les régions pionnières et éliminera les aspects discriminatoires et interventionnistes de la loi précédemment élaborée en vertu du Programme énergétique national.

Ces grands changements ont été possibles parce que nous étions à l'écoute des provinces et de l'industrie de l'énergie. Grâce à ces changements, l'industrie dispose maintenant des outils nécessaires pour mettre en valeur les ressources en hydrocarbures dans les régions pionnières du Canada. Je suis persuadée que l'industrie se servira de ces outils pour améliorer le capital-ressources du Canada en hydrocarbures, créer de l'emploi pour les Canadiens et stimuler la croissance économique.

Un autre mandat essentiel de l'APGTC consiste à protéger le travailleur. La Commission royale d'enquête sur le désastre marin de l'*Ocean Ranger* a publié son deuxième et dernier rapport en 1985. Je suis heureuse de souligner que l'APGTC et d'autres ministères fédéraux avaient déjà mis en œuvre la plupart des recommandations contenues dans le rapport final, au moment de sa parution officielle. L'APGTC continue à entreprendre des projets de recherche qui améliorent la sécurité des travailleurs de l'industrie des hydrocarbures dans les régions pionnières, sur le continent et au large des côtes. La sécurité des travailleurs doit toujours demeurer une grande priorité et le gouvernement fera tout en son pouvoir pour mettre en œuvre les recommandations de la Commission royale d'enquête.

De concert avec d'autres organismes régionaux et fédéraux, l'APGTC a poursuivi son excellent travail en tant qu'organisme de réglementation fédérale pour la protection de l'environnement des régions pionnières. L'APGTC a notamment donné un rapport précieux, en 1985, à d'importantes audiences d'examen de l'environnement en Colombie-Britannique, ainsi que dans la province de Terre-Neuve et du Labrador.

Ce fut une année chargée, une année de changements et de consolidation. Comme l'indique le présent rapport annuel, il y a tout lieu d'être encouragé par les perspectives concernant la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières dans les régions pionnières, ressources dont le Canada a besoin pour assurer son avenir. Je suis persuadée que les changements positifs apportés en 1985 ont amélioré l'esprit de collaboration entre le gouvernement fédéral et les provinces, et entre le gouvernement et l'industrie. Nous partageons tous un même objectif, soit la mise en valeur des ressources énergétiques. Ces changements nécessaires et importants étant faits, nous pouvons maintenant travailler ensemble et avec confiance à la réalisation de cet objectif.

Message de M. David Crombie, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

C'est avec plaisir que je me joins à ma collègue M^me^ Pat Carney, ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, pour vous présenter le quatrième rapport annuel de l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada qui agit en mon nom pour toutes les terres situées au nord du 60^e^ parallèle.

En septembre dernier, j'ai eu le privilège de prendre la parole lors de la Conférence sur la politique relative à l'Arctique, à Montréal. J'ai profité de l'occasion pour donner un aperçu de la conception que se fait notre gouvernement de l'avenir du Nord: les *inukshuks*, c'est-à-dire les jalons ou principes directeurs qui détermineront notre politique. Ces *inukshuks*, ce sont la valorisation de la vie communautaire, la préservation de l'environnement et l'avènement d'une certaine prospérité. Je crois que l'industrie pétrolière et gazière a apporté une contribution importante à la croissance économique du Nord et qu'elle continuera de le faire.

L'année qui vient de s'écouler a été marquée par une série d'événements déterminants qui démontrent bien ce rôle. En mai, j'ai eu le plaisir d'assister à l'inauguration officielle de l'oléoduc et du projet d'expansion du champ pétrolifère Norman Wells. Non seulement le projet a-t-il été terminé dans les temps impartis et sans dépasser le budget prévu, mais il représente le premier projet important de mise en valeur des hydrocarbures à expédier du pétrole brut du Nord vers les marchés du Sud.

Un autre événement marquant a été l'arrivée à Montréal d'un pétrolier chargé de pétrole du projet Bent Horn de Panarctic Oils Ltd., dans le Haut-Arctique. La première partie du voyage s'est effectuée à bord d'un pétrolier-minéralier spécialement modifié et en septembre, environ 16 800 m^3 de pétrole brut ont été expédiés jusqu'à Montréal par le passage du Nord-Ouest, en toute sécurité. Ce projet est peut-être modeste, mais il est un bon exemple de consultation, de planification conjointe et de collaboration pour l'industrie et les gouvernements.

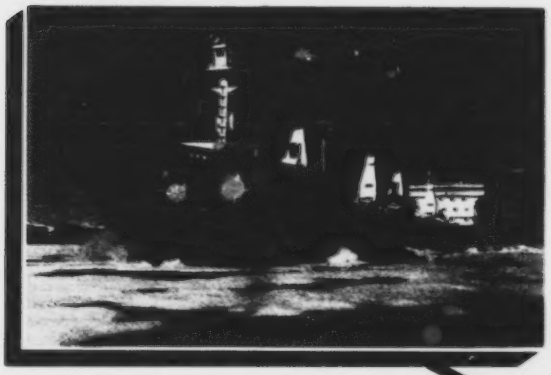
En octobre, M^me^ Carney et moi-même avons annoncé une nouvelle politique énergétique concernant les régions pionnières. Nous croyons que cette politique aura des retombées d'une portée considérable pour le Canada et pour le Nord. L'industrie y trouvera des règles claires, un régime fiscal équitable et les stimulants nécessaires pour justifier les coûts d'exploitation dans le Nord. En outre, le gouvernement s'engage à discuter, avec les territoires, de gestion conjointe et du partage des recettes tirées des ressources, avec la participation des groupes autochtones. Je respecte ainsi ma promesse, faite à l'Assemblée législative des Territoires du Nord-Ouest, de demander l'appui du Cabinet concernant ces négociations.

L'aspect le plus intéressant de ces événements est qu'ils correspondent justement avec la nouvelle ligne de conduite du gouvernement. En 1985, les habitants du Nord et l'industrie en sont venus à mieux se comprendre les uns les autres, parce qu'ils partageaient un objectif commun: la préservation de l'environnement et le respect du mode de vie des collectivités du Nord. Le projet Bent Horn a démontré que, grâce à une planification minutieuse, le transport maritime du pétrole brut peut se faire sans perturber l'environnement. Le pipeline de Norman Wells constitue la preuve que les habitant: du Nord peuvent récolter des avantages économiques considérables, sans mettre en danger l'entente sociale qui existe dans les petites collectivités du Nord.

Tous ceux qui s'intéressent à la mise en valeur des réserves d'hydrocarbures dans le Nord – les divers niveaux de gouvernement, l'industrie, les autochtones, les habitants du Nord – ont raison d'être satisfaits des progrès que nous avons accomplis. C'est en travaillant ensemble que nous en arriverons à des solutions nouvelles et innovatrices qui nous permettront de surmonter les obstacles. Un tel consensus ne sera pas facile à atteindre, mais il est essentiel à l'accomplissement de progrès réels. Cette stratégie doit réussir car les retombées pour le Nord et le Canada tout entier seront vraiment considérables.

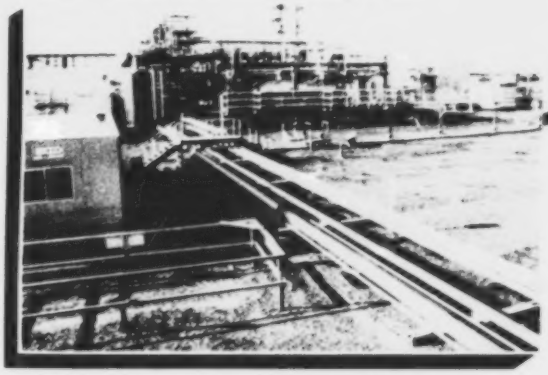
Le ministre M. David Crombie.

Le M.V. Arctic, premier navire à transporter du pétrole brut de Bent Horn dans le Haut-Arctique pour les marchés du Sud.

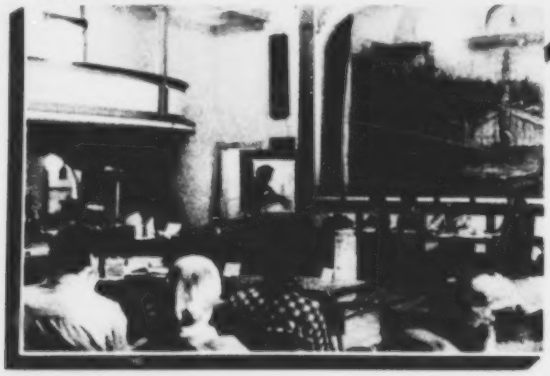


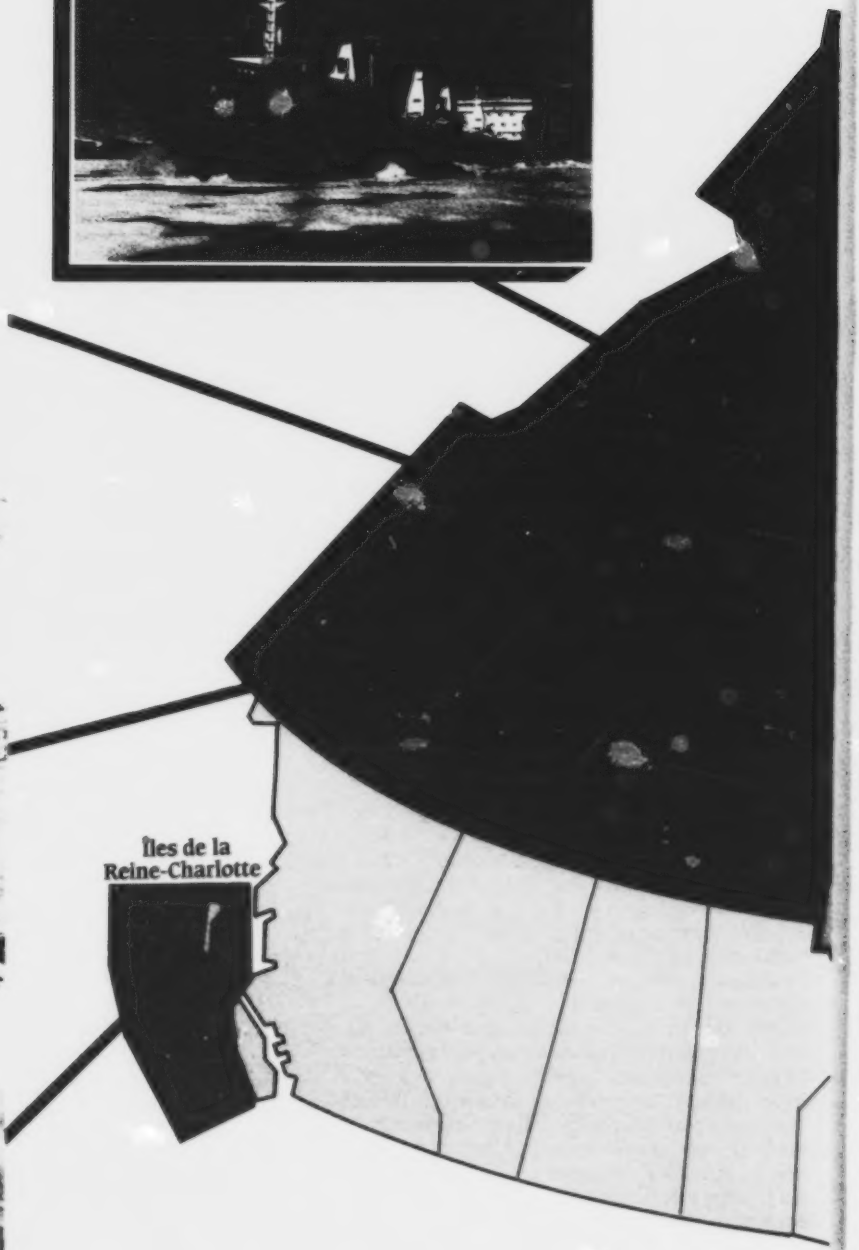
L'installation de forage conique Kulluk et un navire de service dans la mer de Beaufort. Photo de Gulf.

Installation de production à Norman Wells.



Réunion du Comité d'examen des incidences environnementales en Colombie-Britannique. Photo du BFEEE.

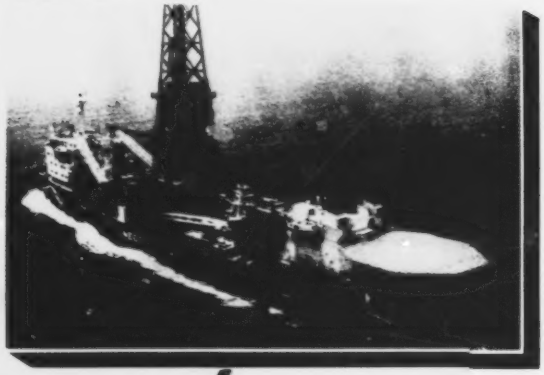




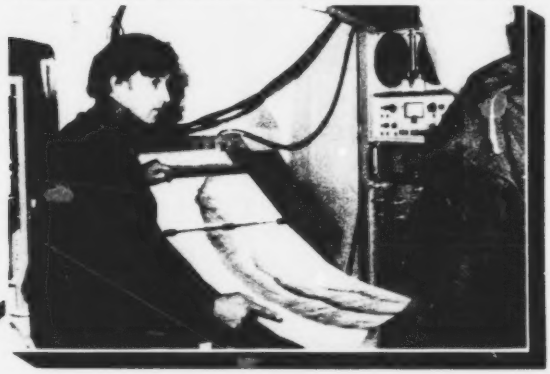
Zone administrée par le ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources

Zone administrée par le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien

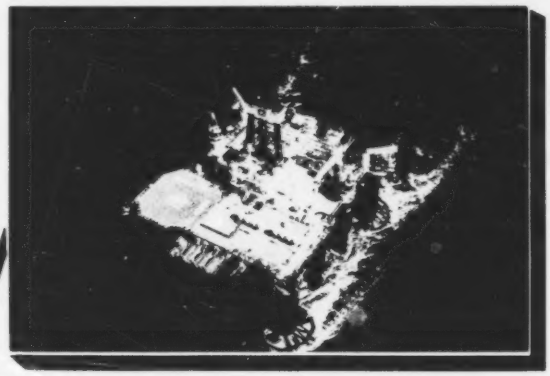
Le navire de forage Neddrill 2 *en route vers la baie d'Hudson.*



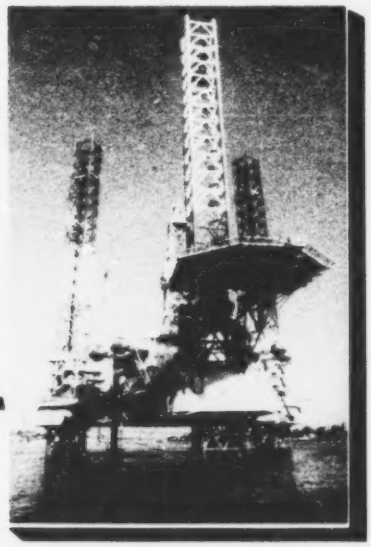
Présentation de la collecte d'information sismique marine



La plate-forme de forage semi-submersible Sedco 710 *en route vers les Grands Bancs. Photo de SEDPEX.*



La plate-forme de forage auto-élévatrice Glomar Labrador I *à Halifax.*



Mot de l'administrateur de l'APGTC

M. Maurice Taschereau.

La quatrième édition de notre rapport annuel constitue un événement marquant pour l'Administration du pétrole et du gaz des Terres du Canada. Au cours des quatre dernières années, nous avons travaillé assidûment à affirmer notre réputation comme organisme de réglementation juste et cohérent dans les régions pionnières des Terres du Canada.

Depuis sa création, l'APGTC a su relever le défi qui lui était confié, soit l'administration d'une structure réglementaire pour une région deux fois plus grande que l'ensemble des dix provinces. Mes voyages à travers les régions pionnières, d'Inuvik, dans les Territoires du Nord-Ouest, jusqu'aux plates-formes de forage des Grands Bancs de l'Atlantique Nord, en passant par le projet Bent Horn, dans l'île Cameron située dans le Haut-Arctique, m'ont appris que ce qui convient à une région ne convient pas nécessairement à une autre. En plus d'élaborer des règlements équitables et cohérents, l'Administration doit également faire preuve de souplesse dans leur application. L'APGTC a démontré cette souplesse en consultant longuement l'industrie pétrolière, les gouvernements provinciaux et territoriaux ainsi que d'autres organismes.

Un autre défi de taille concerne la sécurité. Les régions pionnières, que ce soit l'Atlantique Nord, le Haut-Arctique ou la mer de Beaufort, sont parmi les régions au monde qui présentent le plus de risques pour le travailleur. L'APGTC a joué un rôle important en parrainant des projets de recherche qui ont mené à des innovations importantes en matière de sécurité. Ainsi, deux projets récents et importants ont été réalisés grâce à la collaboration entre l'APGTC et l'industrie; le nouveau mécanisme d'urgence de remontée contrôlée des tourelles de plongées et le système de largage d'embarcations de sauvetage par tangon, connu sous l'acronyme PROD.

L'APGTC n'aurait pu relever ces défis sans le personnel dévoué de son bureau principal et de ses bureaux régionaux.

J'aimerais profiter de l'occasion pour remercier tout particulièrement le personnel de notre bureau régional à St-Jean, Terre-Neuve. Leur collaboration nous a été particulièrement utile au cours de la période de transition qui a précédé la prise en charge, par le nouvel organisme indépendant qu'est l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures offshore, des activités pétrolières et gazières offshore dans cette région.

Ayant réussi à relever bon nombre des défis qui se sont présentés au cours des quatre premières années de notre existence, nous sommes maintenant prêts à faire face à ceux que nous réserve l'avenir.

Faits saillants de 1985

L'Accord Atlantique, conclu le 11 février entre le Canada et la province de Terre-Neuve et du Labrador, a établi un régime de gestion conjointe des ressources et de partage des recettes tirées de la mise en valeur des hydrocarbures offshore. L'Accord a créé un Office fédéral-provincial des hydrocarbures offshore, organisme indépendant qui a assumé en janvier 1986 les responsabilités de l'APGTC et du Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate concernant les travaux portant sur les ressources situées au large de Terre-Neuve. Les mesures législatives pour la mise en application de l'Accord Atlantique ont été préparées au cours de l'année et elles devraient être déposées au Parlement et à l'Assemblée législative de Terre-Neuve et du Labrador au début de 1986.

Des négociations ont été entreprises en 1985 entre le Canada et la Nouvelle-Écosse dans le but de remplacer l'Entente Canada–Nouvelle-Écosse sur les ressources offshore par un nouvel Accord Canada–Nouvelle-Écosse.

Le 30 octobre, le gouvernement fédéral annonçait une nouvelle politique énergétique dans les régions pionnières: L'énergie des régions pionnières canadiennes: un cadre d'investissement et de création d'emplois. Le projet de Loi sur les ressources du Canada en hydrocarbures, présenté le 20 décembre 1985, qui remplacera la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* (1982) sert de cadre législatif à cette nouvelle orientation politique.

En 1985, 65 puits de prospection et de délimitation ont été forés dans les régions pionnières, soit une augmentation de 20 % par rapport à 1984. Il y a eu 15 nouvelles découvertes d'importance, 6 au large de la côte est et 9 dans le Nord. Parmi les plus importantes découvertes figurent celle d'Husky/Bow Valley à North Ben Nevis dans les Grands Bancs; celle de Dome à Adlartok dans la mer de Beaufort et celle d'Esso à Tuk dans les eaux peu profondes du delta du Mackenzie.

Pour la première fois depuis 1981, les découvertes de pétrole ont été plus nombreuses que les découvertes de gaz naturel. Les découvertes de pétrole et de gaz naturel dans les terres des régions pionnières ont augmenté de 15 et de 5 % respectivement par rapport à 1984.

[redacted] événement le plus marquant en 1985 a été le très grand débit de pétrole obtenu au moment des tests initiaux du premier puits de délimitation I-65, dans la formation d'Amauligak, gisement prometteur de pétrole et de gaz naturel découvert en 1984 par Gulf dans la mer de Beaufort. Au moment des tests dans la deuxième zone, on a signalé la plus grande capacité de production jamais enregistrée au Canada.

[redacted]e projet d'expansion Norman Wells était pratiquement terminé en 1985. Le pétrole a été transporté vers le Sud par un nouveau pipeline à un rythme de 3 000 m^3/jour.

[redacted]a première production de pétrole du Haut-Arctique a été transportée vers le Sud au mois d'août: le projet Bent Horn a produit ext expédié 16 800 m^3 de pétrole, de l'île Cameron jusqu'à une raffinerie de Montréal, en passant par le passage du Nord-Ouest.

[redacted]n comité fédéral-provincial d'examen des évaluations environnements a étudié l'énoncé des incidences environnementales du projet Hibernia, préparé par la société Mobil Oil Canada Ltd. et ses partenaires. Le comité devait présenter son rapport aux gouvernements fédéral et provincial, ainsi qu'à l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures offshore, au début de janvier 1986.

[redacted]n 1985, un autre comité fédéral-provincial d'examen des évaluations environnementales a étudié l'évaluation environnementale initiale exécutée par les sociétés Chevron Canada Limited et Petro-Canada concernant les travaux au large des côtes de la Colombie-Britannique. Le comité devait présenter son rapport aux gouvernements fédéral et provincial en mars 1986.

Faits saillants de 1985

La société Mobil Oil Canada Ltd. a présenté un plan de mise en valeur concernant le projet Hibernia. Ce plan indique qu'un système de structures à embase-poids pourrait être en service d'ici le début des années 90, et que la capacité de production maximale prévue serait de 24 000 m^3 de pétrole par jour.

Au cours de l'année, la société Mobil et ses partenaires dans le projet de mise en valeur du champ de gaz naturel Venture ont annoncé des ententes avec deux sociétés de transport des États-Unis concernant la vente de gaz naturel. En juillet, la société Mobil et ses associés ont présenté une demande à l'Office national de l'énergie afin d'exporter 8,5 millions de m^3 de gaz naturel par jour provenant des trois champs du projet de gaz naturel Venture.

En 1985, la Commission royale d'enquête sur le désastre marin de l'*Ocean Ranger* a annoncé 70 recommandations additionnelles en matière de sécurité en ce qui concerne les activités au large des côtes. Près de 75 % de ces recommandations avaient déjà été mises en application, en totalité ou en partie, lorsque le rapport final a été présenté.

En 1985, l'APGTC a entrepris un projet conjoint avec des sociétés pétrolières et gazières de la côte est, afin de produire et de mettre à l'essai le prototype d'un système d'évacuation des installations de forage. Ce prototype, que l'on appelle « PROD » (Preferred Orientation and Displacement), est un système de largage d'embarcations de sauvetage par tangon; il a été construit au Canada d'après le prototype d'une société britannique. En novembre et en décembre, une série de 16 essais effectués par la société Husky/Bow Valley sur la plate-forme de forage *Bow Drill III*, dans les Grands Bancs au large des côtes de Terre-Neuve, s'est avérée un succès. En 1986, les phases 2 et 3 du projet de recherche comporteront d'autres essais.

En 1985, l'APGTC a effectué 214 inspections d'installations de forage. Des progrès considérables ont été accomplis au plan de l'élaboration des règlements, de la planification d'urgence, de la formation, des expéditions de sauvetage et de la recherche.

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse a présenté son premier appel d'offres sur la côte est, et deux accords d'exploration ont été attribués à deux consortiums dirigés par des exploitants canadiens.

Nouvelle politique énergétique dans les régions pionnières

Le 30 octobre 1985, la ministre de l'Énergie, des Mines et des Ressources, M^me^ Pat Carney, et le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, M. David Crombie, annonçaient une nouvelle politique relative à l'énergie dans les régions pionnières. Le document, intitulé *L'énergie des régions pionnières canadiennes: un cadre d'investissement et de création d'emplois*, donne un aperçu d'une série d'initiatives relatives à la gestion des ressources, aux redevances et à la canadianisation. Le projet de loi C-92 sur les ressources du Canada en hydrocarbures, qui remplace la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* de 1982, sert de cadre législatif à ces initiatives. Le projet de loi a été déposé au Parlement le 20 décembre 1985.

La nouvelle loi simplifiera le cadre de réglementation et fournira une assise législative uniforme aux sociétés pétrolières et gazières qui exploitent les régions pionnières. Elle servira également de base aux discussions concernant les modalités de mise en œuvre des initiatives en matière d'énergie dans les régions pionnières du Nord.

Les droits de prospection seront attribués au moyen d'un permis de prospection. Si les travaux de prospection d'une société aboutissent à la découverte d'une concentration importante de pétrole ou de gaz naturel, la société aura le droit de se voir accorder une attestation de découverte importante. Si les facteurs économiques et l'état de la technologie sont de nature à favoriser la production commerciale, une licence de production sera délivrée.

En présentant le projet de Loi sur les ressources du Canada en hydrocarbures, le gouvernement du Canada a adopté un système simple et concurrentiel pour l'attribution des droits de prospection des régions pionnières, et qui permettra aux Canadiens de récolter le maximum d'avantages, à titre de propriétaires des ressources. Le processus d'attribution des terres est fondé sur un critère unique pour l'appréciation des offres, les droits étant accordés au plus offrant. Les principaux critères d'évaluation des offres seront les possibilités de prospection géologique et les objectifs visés par la politique concernant la région pionnière concernée. Avant de délivrer un permis de prospection dans le Nord, le gouvernement du Canada veillera à tenir compte de l'avis des groupes autochtones et des collectivités concernées. En vertu de cette nouvelle loi, tous les permis de prospection auront une durée fixe d'au plus neuf ans. L'attribution directe des droits, sans avoir à respecter la règle de la concurrence, se limitera à des circonstances exceptionnelles.

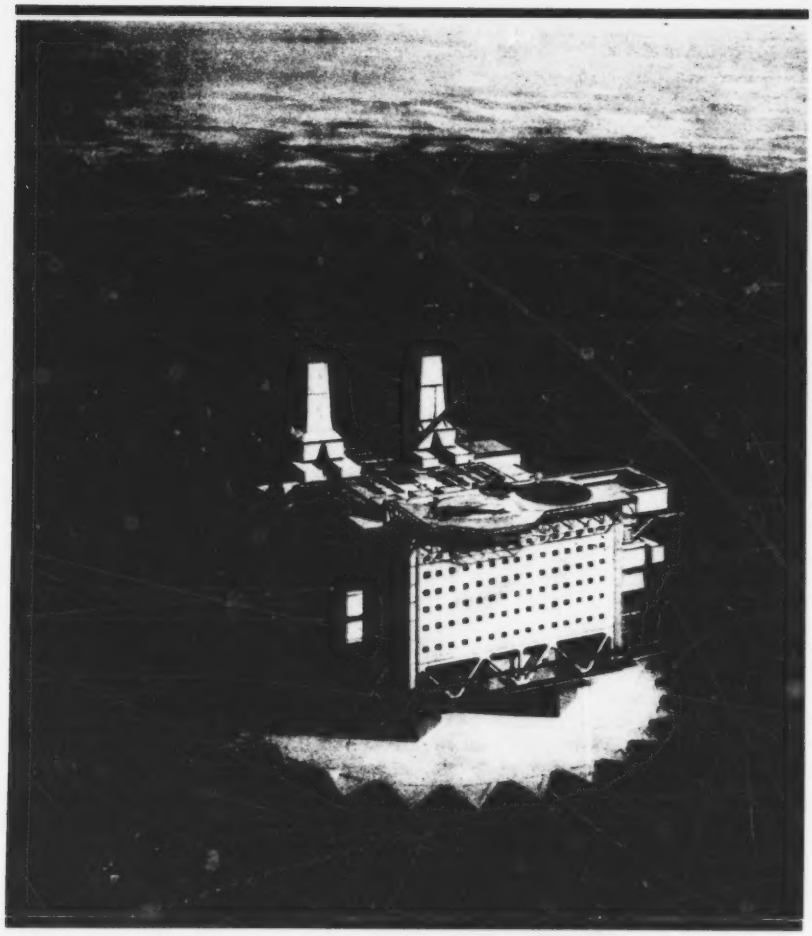
Le nouveau projet de loi supprime les dispositions de la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada* concernant la fraction de l'État qui attribuaient au gouvernement fédéral une part de 25 % dans tous les intérêts visant les régions pionnières.

La participation canadienne de 50 % est maintenue dans le cas de toutes les licences de production pour les découvertes faites après le mois de mars 1982. Si une société n'atteint pas le niveau de participation canadienne de 50 % au moment de la présentation du plan de mise en valeur, elle doit présenter au Ministre un plan acceptable démontrant comment un taux de participation canadienne d'au moins 50 % sera atteint au moment de la délivrance de la licence de production. Si le niveau de participation canadienne n'a toujours pas été atteint à ce moment, le (la) Ministre peut exiger la mise aux enchères de cette portion de la licence de production qui sera nécessaire pour augmenter le niveau de participation canadienne à 50 %. Les sociétés canadiennes et les gouvernements provinciaux et territoriaux auront la possibilité de faire une offre, et le gouvernement fédéral aura le droit d'achat en dernier ressort, mais jamais à un prix inférieur à la juste valeur marchande. Le (la) Ministre pourra également renoncer à ces exigences ou les remettre à plus tard si le plan de participation canadienne convenu a été respecté de manière satisfaisante.

En vertu du projet de loi, le pouvoir de prescrire le régime de redevances pour les régions pionnières sera prévu dans les règlements pertinents. La redevance de base de 10 % et la redevance additionnelle progressive de 40 % qui existent dans la loi actuelle seront éliminées. Elles seront remplacées par une redevance applicable, initialement, à un taux de 1 % et qui augmentera ensuite de 1 % des recettes brutes à tous les 18 mois, jusqu'à concurrence de 5 %. Une fois que l'investissement initial aura été recouvré, y compris un rendement équitable de l'investissement, la redevance augmentera à 30 % de la marge nette d'autofinancement. La définition précise du recouvrement fera l'objet de consultations avec l'industrie et les gouvernements provinciaux et territoriaux. Le gouverneur en conseil sera habilité à autoriser la réduction ou l'exemption des paiements de redevance.

Pour encourager la prospection dans les régions pionnières, on offrira un crédit d'impôt à l'exploration (CIE) de 25 %, applicable aux dépenses de prospection de plus de 5 millions de dollars par puits. De plus, un crédit de redevances à l'investissement de 25 % s'appliquera aux coûts admissibles de puits de prospection dans les régions pionnières de 5 millions de dollars ou moins pour les nouveaux puits de prospection. Ce crédit s'appliquera aux redevances qui, autrement, seraient payables pour la région en question.

Gestion fédérale-provinciale et territoriale des régions pionnières



Conception graphique du système de production par gravité proposé par Mobil pour le projet de mise en valeur du champ pétrolifère Hibernia. Dessin de Mobil.

Terre-Neuve et Labrador

L'Accord Atlantique

Le régime de gestion conjointe et de partage des recettes tirées de la mise en valeur des ressources offshore en hydrocarbures a été établi le 11 février 1985, lorsque les gouvernements du Canada et de la province de Terre-Neuve et du Labrador ont signé l'Accord Atlantique.

Les 68 clauses de l'Accord Atlantique exposent les principes de gestion conjointe et de partage des recettes relatifs aux ressources pétrolières et gazières au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador.

L'Accord prévoit une gestion conjointe par l'intermédiaire d'un office indépendant nommé par les deux gouvernements. La province est investie du pouvoir d'approuver les décisions de l'Office relatives au rythme et au mode de mise en valeur des ressources et a le droit d'établir et de percevoir des recettes comme si ces ressources se trouvaient sur la terre ferme. Cet accord comprend également un programme de paiements compensatoires de péréquation. D'ici à ce que soit réalisée l'autosuffisance énergétique nationale, le gouvernement du Canada est investi du pouvoir d'approuver les décisions de l'Office en ce qui a trait au rythme et au mode des travaux de prospection et au rythme de production. Afin de garantir un climat de continuité et de stabilité pour l'industrie pétrolière dans cette région, les nouvelles mesures législatives conserveront les dispositions de la loi fédérale actuelle et des règlements qui s'y rattachent et elles refléteront les dispositions du projet de Loi sur les ressources du Canada en hydrocarbures déposé en décembre 1985.

L'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures offshore

En vertu de l'Accord Atlantique, les deux gouvernements ont créé l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures offshore, qui est habilité à prendre des décisions relatives à la gestion des ressources pétrolières et gazières au large des côtes de Terre-Neuve et du Labrador. Au début de janvier 1986, l'Office devait assumer la majeure partie des responsabilités et des activités de l'APGTC en ce qui a trait au secteur offshore de Terre-Neuve et du Labrador, ainsi que celles du Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate.

Pour faire en sorte que l'Office demeure attentif aux deux gouvernements, l'Accord prévoit d'une part des directives conjointes sur certaines questions-clés, telles les retombées industrielles, les emplois et les enquêtes publiques, et d'autre part l'examen par le Ministère des décisions essentielles concernant le rythme et le mode de prospection et de mise en valeur.

Les ministères fédéral et provincial ainsi que l'Office préparent actuellement des protocoles d'entente afin de veiller à la coordination efficace des activités touchant les pêcheries, l'environnement, les retombées économiques et la sécurité maritime, et d'éviter le plus possible la répétition des efforts.

L'Office agira à titre de conseiller auprès des ministres responsables de l'énergie, tant au niveau fédéral que provincial, jusqu'à ce que les mesures législatives mettant en œuvre cet accord aient été adoptées par le Parlement et par l'Assemblée législative de Terre-Neuve et du Labrador.

Le 17 octobre 1985, les ministres fédéral et provincial de l'Énergie annonçaient la nomination du président du nouvel office, M. Ted Baugh, et de deux vice-présidents, MM. John Fitzgerald et Diego Henao. À la fin de janvier 1986, quatre nouveaux membres ont été nommés à l'Office à temps partiel. Il s'agit de M. G. Ross Peters, doyen de la Faculté de génie de l'Université Memorial, de M^me^ Janet Gardiner, femme d'affaires réputée de St-Jean, Terre-Neuve, de M. William A. Deyell, autrefois ingénieur-cadre du groupe de sociétés NOVA de Calgary et maintenant à la retraite, et de M. John J. Zwolinski, coordonnateur de projets au Groupe de la Banque mondiale de Washington, D.C.

Le Fonds de développement Canada–Terre-Neuve

L'Accord a également établi le Fonds de développement Canada–Terre-Neuve des régions extra-côtières, doté d'un montant de 300 millions de dollars, et qui sera subventionné à 75 % par le gouvernement fédéral et à 25 % par le gouvernement provincial. L'objectif du fonds est d'aider la province à mettre en place l'infrastructure nécessaire à la mise en valeur du pétrole et du gaz offshore, et de veiller à ce que la province récolte les avantages socio-économiques de cette mise en valeur.

Nouvelle-Écosse

L'Entente Canada–Nouvelle-Écosse

À la signature de l'Accord Atlantique avec la province de Terre-Neuve et du Labrador en février 1985, le gouvernement fédéral a entrepris avec la Nouvelle-Écosse la révision des modalités de l'Entente Canada–Nouvelle-Écosse sur la gestion des ressources pétrolières et gazières situées au large des côtes et sur le partage des recettes. Cette entente, conclue en 1982, a servi de base aux mesures législatives régissant la gestion des activités pétrolières et gazières au large des côtes de la Nouvelle-Écosse ainsi que le partage des recettes tirées de ces ressources. Des discussions approfondies avaient lieu avec la province à la fin de l'année relativement à la possibilité d'un nouvel accord.

L'Office Canada–Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore

En vertu de l'Accord Canada–Nouvelle-Écosse sur les ressources pétrolières et gazières, conclu en 1982, l'Office Canada–Nouvelle-Écosse lançait, au début de 1985, la première demande de propositions à l'industrie. Cette demande devait mener à deux accords d'exploration. Deux consortiums dirigés par des exploitants canadiens remportèrent ces accords: les sociétés L'Énergie Canterra Ltée, Husky Oil Operations Ltd. et Bow Valley Industries Ltd. Dans les deux cas, les programmes de forage prévoient des dépenses allant jusqu'à 190 millions de dollars, et le forage d'au plus quatre puits entre 1986 et 1989.

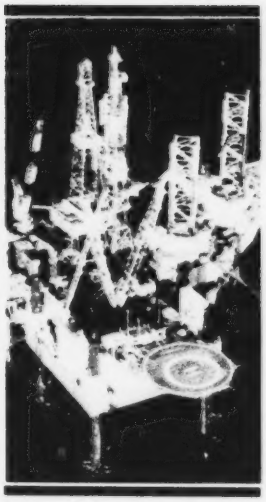
À la fin de 1985, les accords d'exploration sur le plateau Scotian arrivaient presque à échéance. L'Office a prolongé jusqu'au 16 décembre 1985 tous les accords qui auraient pris fin à l'automne 1985, afin de permettre aux sociétés pétrolières de mettre au point des programmes de prospection s'inspirant de la nouvelle politique fédérale sur les régions pionnières.

En 1985, l'Office a décidé qu'une demande d'inclusion de terres dans un appel d'offres serait effectuée au début de 1986. Cela permettrait à l'industrie de demander que certaines parcelles fassent l'objet d'un appel d'offres pour l'obtention de nouveaux permis de prospection. En août 1985, l'Office a informé l'industrie de cette décision afin de permettre aux sociétés de planifier des programmes de prospection pour l'année 1986. Toutes les terres au large des côtes de la Nouvelle-Écosse feront l'objet d'une demande d'inclusion de terres dans un appel d'offres, y compris une portion importante des terres entourant l'île de Sable, que la société Mobil avait rétrocédées en novembre 1985 et qui sont considérées comme étant prometteuses en ressources pétrolières et gazières. En décembre, une deuxième série d'accords d'exploration était conclue relativement aux permis de prospection au large des côtes de la Nouvelle-Écosse.

La décision d'une chambre du Tribunal international, en octobre 1984, relativement au différend entre le Canada et les États-Unis au sujet des limites territoriales dans le golfe du Maine, a permis à l'Office d'entreprendre les discussions concernant la prospection pétrolière dans la région du banc de Georges situé dans le golfe du Maine.

Étant donné que la région du banc de Georges soutient une industrie de la pêche très productive, l'Office a informé les exploitants qui détiennent des titres pétroliers et gaziers dans ces terres que toute négociation de permis de prospection en vertu du projet de Loi sur les ressources du Canada en hydrocarbures devrait dorénavant tenir compte, de façon globale, des questions touchant l'environnement et les pêcheries.

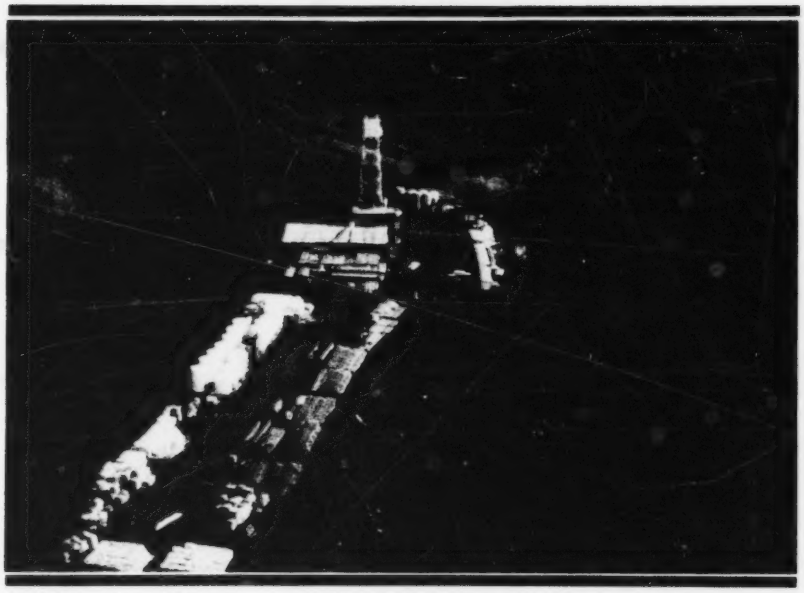
L'Office est resté en rapport avec Mobil en 1985 au sujet des intentions de cette société relativement au projet de gaz naturel Venture, près de l'île de Sable. L'objectif principal de Mobil consistait à prouver



Usine de traitement de gaz naturel semblable à celle qui est proposée pour la mise en valeur du champ gazifère Venture. Photo de Stone and Webster Canada Ltd.

Office Canada– Nouvelle-Écosse du pétrole et du gaz offshore. Au premier plan: George Anderson, membre fédéral; Maurice Taschereau, président; Rick Hornby, membre provincial. Au second plan: MM. Wynne Potter, directeur général, Bureau de l'APGTC à Halifax; Don Sherwin, membre fédéral suppléant; Jeff Carruthers, membre fédéral; Al Manuel, membre provincial suppléant.

Gestion fédérale-provinciale et territoriale des régions pionnières



Installation d'exploitation terrestre dans la région de la Liard.

l'existence de réserves de gaz naturel assez importantes dans le champ Venture et dans les champs pétrolifères adjacents, pour en justifier la mise en valeur et rassurer les autorités canadiennes et américaines responsables de la réglementation ainsi que les sociétés américaines de transport du gaz naturel, principaux clients du projet, quant à l'existence de quantités de gaz naturel suffisantes pour rentabiliser le projet.

Gestion conjointe des ressources du Nord

En février 1985, M. David Crombie, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, prenait la parole devant l'Assemblée législative des Territoires du Nord-Ouest. Il annonçait son intention de discuter avec le Cabinet du principe d'une gestion commune des ressources et du partage des recettes entre le gouvernement fédéral et les gouvernements territoriaux. M. Crombie faisait part de son intention d'inviter des groupes autochtones à participer aux discussions sur la gestion conjointe et le partage des recettes tirées des ressources en hydrocarbures.

Côte ouest

En 1985, l'APGTC a travaillé en étroite collaboration avec le gouvernement de la Colombie-Britannique et avec d'autres organismes fédéraux et provinciaux au cours de séances d'information et d'audiences publiques tenues dans toute la province par le Comité d'examen et d'évaluation de l'environnement sur la côte ouest. Des discussions officielles sont prévues en 1986 concernant un régime conjoint de réglementation relatif aux ressources pétrolières et gazières offshore.

Gestion des droits et redevances

L'APGTC est responsable de la délivrance, de l'enregistrement, du transfert et de l'administration des droits de prospection et de production du pétrole et du gaz naturel dans les régions pionnières au nom des deux ministres. Dans le cas des nouvelles parcelles, les droits de prospection étaient auparavant négociés selon le principe de soumissions que présentaient des sociétés à la suite d'un appel d'offres public. En vertu de la nouvelle politique énergétique dans les régions pionnières, les droits de prospection seront attribués selon le principe de la concurrence, en se fondant sur un critère unique pour l'appréciation des offres. L'APGTC est également responsable des redevances tirées de la production dans les régions pionnières, sauf la zone offshore de Terre-Neuve et du Labrador qui devait relever, à partir de janvier 1986, de l'Office des hydrocarbures offshore plutôt que de l'APGTC. Celle-ci administre en outre certains droits miniers du gouvernement fédéral dans les terres publiques provinciales.

Au cours de 1985, les anciens permis relatifs aux terres en cours de prospection ont été remplacés par des accords d'exploration, conformément à la *Loi sur le pétrole et le gaz du Canada*. À la fin de l'année, l'APGTC a préparé une deuxième série de neuf ententes au sujet du plateau et du talus Scotian. Ces ententes prévoient des permis de prospection d'une durée de trois et de quatre ans, sous réserve de paiement d'un droit de location annuel et, dans certains cas, de certains programmes de travail précis.

En outre, la première licence de production a été délivrée en 1985, au projet pilote Bent Horn de la société Panarctic, ce qui a permis la première expédition de pétrole de l'Arctique vers les marchés du Sud.

En 1985, les trois appels d'offres suivants ont été faits relativement à neuf parcelles de réserves de l'État:

- L'appel d'offres 84-1 a été publié dans la Gazette officielle le 5 janvier 1985; le délai de présentation des offres expirait le 7 mars 1985; à la suite de cette demande, deux accords d'exploration ont été attribués concernant des parcelles situées près de l'île de Sable, au large de la Nouvelle-Écosse. Ces accords, qui portent les numéros 269 et 270, sont mis en œuvre par les sociétés Husky/Bow Valley et Canterra, respectivement;
- L'appel d'offres 86 NWT-1 a été publié dans la Gazette officielle le 21 décembre 1985 relativement à une parcelle de quelque 400 000 ha près de Fort Good Hope, dans les Territoires du Nord-Ouest. Le délai expirait le 20 février 1986;
- L'appel d'offres 86 N-1 a été publié dans la Gazette officielle le 28 décembre 1985 relativement à six parcelles d'une superficie de 1 400 000 ha au large de Terre-Neuve. Le délai de présentation des offres expirait le 28 février 1986.

Parcelles détenues dans les régions pionnières*	1981	1982	1983	1984	1985
Nombre d'accords d'exploration en vigueur	0	47	120	153	150
Parcelles négociées dans le cadre d'accords d'exploration (en millions d'hectares)	0	35,8	25,0	21,2	24,9
Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	S/O	S/O	1,6	24,7	20,0
Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares)	148,9	134,2	115,4	89,5	70,8

** À la fin de l'année.*

Statut des parcelles à la fin de l'année 1985

	Accords d'exploration en vigueur	Parcelles rétrocédées ou abandonnées (en millions d'hectares)	Parcelles négociées dans le cadre d'accords d'exploration (en millions d'hectares)	Parcelles détenues par les sociétés (en millions d'hectares)	Parcelles en attente**, (en millions d'hectares)
Partie continentale des Territoires	34	3,1	0	9,2	0,7
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	23	1,6	0	7,3	0
Îles de l'Arctique et zone offshore de l'Est de l'Arctique	25	1,4	0,7	15,1	6,4
Baie d'Hudson	2	0,2	23,3	23,1	1,4
Grands Bancs et mer du Labrador	38	10,9	0	11,9	3,7
Zone offshore de la Nouvelle-Écosse*	28	2,8	0,9	4,2	3,0
Côte ouest	0	0	0	0	8,7
Total	150	20,0	24,9	70,8	23,9

** Comprend le golfe du Saint-Laurent.* *** «En attente» comprend les zones où les activités de prospection ont été suspendues: côte ouest, détroit de Lancaster, baie de Baffin, banc de Georges, Saint-Pierre-et-Miquelon, etc.*

Accords d'exploration négociés en 1985

Exploitant	Mois de l'annonce	Nombre d'accords	Superficie (en milliers d'hectares)	Site	Durée (en années)	Puits à forer	Valeur du programme (en millions de $)	Participaton canadienne (%)	Participation régionale (%)
Husky	janvier	1	91,00	Plateau Scotian	4	2(+1)**	110,0	51	29
Canterra	janvier	1	72,00	Plateau Scotian	3	1	38,0	64	34
Panarctic	février	1	0,01	Bent Horn*	4	0	9,0	85	17
Canadian Occidental	juin	1	22 911,00	Baie d'Hudson	5	1(2)	19,8	51	9
Sogepet/ICG	juin	1	429,00	Baie d'Hudson	5	1	19,8	51	9

** Accord de mise en valeur.* *** Puits optionnels.*

En 1985, on a entrepris la préparation d'un projet de règlements destiné à établir, pour les divers accords et les intérêts connexes dans les régions pionnières, le Bureau d'enregistrement des Terres du Canada. Après des consultations approfondies avec les entreprises industrielles et les institutions financières, les règlements seront promulgués et le Bureau ouvrira en 1986.

Travaux de prospection

En 1985, l'industrie a foré au total 65 puits – de prospection et de délimitation – dans les régions pionnières du Canada, soit 11 de plus qu'en 1984. De ces puits, 27 se trouvaient au large de la côte est, 36 dans les régions du Nord et 2 dans la baie d'Hudson. Les forages ont mené à 15 nouvelles découvertes importantes, 6 au large de la côte est et 9 dans le Nord.

Pour la première fois depuis 1981, les découvertes de gisements de pétrole, ou de pétrole et de gaz naturel, dépassaient en nombre les découvertes de gisements de gaz naturel.

Partie continentale des Territoires

La prospection dans la vallée du Mackenzie, au sud du delta, s'est poursuivie à un rythme accéléré pour la deuxième année consécutive.

Des 16 puits de reconnaissance qui ont été forés, 2 ont permis de découvrir des gisements de gaz naturel: l'un, le Cameron I-16 d'Exco, immédiatement au nord de la frontière de l'Alberta, et l'autre, le Tweed Lake M-47 de Petro-Canada, au nord-est de Norman Wells, dans la région des collines Colville. Les travaux de forage ont été repris dans un troisième puits, le Arrowhead G-69 de NSM, qui avait été foré en 1984 dans la région de Fort Liard, au nord de la Colombie-Britannique; ce puits a également révélé la présence de gaz naturel. À la fin de l'année, un autre forage a permis de délimiter la découverte de Tweed Lake.

Parmi les 14 puits qui n'ont pas donné de quantités importantes d'hydrocarbures, 3 étaient situés dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, 2 dans les monts Franklin à l'ouest du Mackenzie, 4 au nord-ouest et au sud-est de Norman Wells dans la plaine du Mackenzie, 3 dans les collines Colville et 2 dans la région de la plaine Eagle, au Yukon.

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Dans le secteur du delta du Mackenzie – mer de Beaufort, 16 puits ont été achevés, dont 11 puits de prospection et 5 puits de délimitation. Des sondages d'exploration dans la mer de Beaufort ont permis la mise à jour de trois découvertes, une de pétrole, une de pétrole et de gaz naturel, et une de gaz naturel.

La première découverte de 1985 a été effectuée par Esso Ressources Canada Limitée, à partir d'une île retenue par des caissons d'acier, au puits Amerk O-09. Le puits a débité du gaz naturel dans trois des cinq zones d'essai, au rythme de 514 000 m^3/jour. Une deuxième découverte, le puits Nipterk L-19 de la même société, a laissé jaillir du pétrole à raison de 541 m^3/jour à partir de cinq zones distinctes, et du gaz naturel d'une zone plus élevée. Les limites du puits ont été établies plus tard dans l'année par le forage du puits de délimitation L-19A qui a été dévié vers le sud-est à partir de la même île artificielle.

La plus importante découverte de l'année a eu lieu au puits Adlartok P-09 de Dome Petroleum Limited, dans la partie ouest de la mer de Beaufort, région où très peu de forages avaient été effectués auparavant. Le puits a laissé jaillir du pétrole dans trois des cinq zones d'essai, avec un débit combiné de 657 m^3/jour.

Gulf Canada Limitée a foré le I-65, premier puits de délimitation du gisement de pétrole et de gaz Amauligak J-44 découvert en 1984. Ce puits a rapporté du pétrole lors des essais des deux premières zones, avec un débit de 1 130 m^3/jour; la deuxième zone aurait une capacité de production de 5 557 m^3/jour, chiffre record pour le Canada. Les travaux d'évaluation du gisement Amauligak se poursuivront en 1986.

Dans d'autres travaux de délimitation, le quatrième puits d'extension dans le gisement de pétrole et de gaz naturel Adgo H-29, découvert en 1974 par Esso, a confirmé la présence de gaz naturel. À la fin de l'année, la société avait commencé à tester le cinquième puits d'extension, Adgo G-24.

Dans la mer de Beaufort, cinq autres puits ont été obturés et abandonnés vu qu'ils ne contenaient pas d'hydrocarbures. Parmi ces puits figurent un puits de délimitation dans le gisement de pétrole Nerlerk M-98 de Dome et le puits Arluk E-90 foré jusqu'à la profondeur maximale par Dome en 1984, puis testé en 1985.

Dans la partie terrestre du delta du Mackenzie, le point culminant de l'année a été la découverte de gaz naturel et de pétrole à faible profondeur dans le puits Tuk J-29 d'Esso; ce puits avait été foré pour délimiter à l'ouest le gisement Tuk M-09 de gaz naturel et de condensat découvert en 1984. Des essais ont fait jaillir du pétrole de deux zones moins profondes à un débit pouvant atteindre 165 m^3/jour, et du gaz naturel de trois zones plus élevées à raison de 195 000 m^3/jour. Un puits de délimitation a été foré à 2 km au nord du gisement et le forage de trois autres puits de délimitation se poursuivait à la fin de l'année. D'autres forages devaient être effectués au début de 1986 afin de déterminer l'exploitabilité de la découverte d'Esso. Cinq autres puits de prospection sur terre n'ont pas donné d'hydrocarbures.

Îles de l'Arctique et zone offshore de l'Est de l'Arctique

Dans les îles de l'Arctique, Panarctic Oils Ltd. a foré trois puits de prospection, dont deux à partir de plates-formes de glace. Ces deux puits ont débouché sur la découverte de gisements importants. Le puits Cape Allison C-47, au large de l'île Ellef Ringnes, a débité du pétrole au rythme de 408 m^3/jour et du gaz naturel à raison de 743 390 m^3/jour, à partir de la formation de King Christian, principale zone productrice du bassin Sverdrup. Le puits East Drake L-06, foré au large des côtes à l'est de l'énorme champ de gaz naturel Drake Point, a débité du gaz naturel à raison de 723 000 m^3/jour à partir des sables de Drake Point, formation dont la stratigraphie est semblable à celle de la formation de King Christian. Le troisième puits, foré sur terre dans l'île Lougheed, était sec.

Baie d'Hudson

En 1985, les travaux de forage ont repris dans la baie d'Hudson lorsque L'Énergie Canterra Ltée, à titre de représentant de deux consortiums, a foré deux puits au milieu de la baie. Bien qu'elle ait obtenu de nouvelles données géologiques, elle n'a pas trouvé d'hydrocarbures.

Grands Bancs et mer du Labrador

Sept plates-formes de forage distinctes étaient à l'œuvre dans la partie nord-est des Grands Bancs, où l'on a terminé huit puits de prospection et trois puits de délimitation. Le taux de succès continue à être élevé. Le puits North Ben Nevis P-93 de la société Husky/Bow Valley, à 25 km à l'est d'Hibernia, était particulièrement prometteur, faisant jaillir du pétrole à partir de deux zones d'essai, avec un débit atteignant parfois 626 m^3/jour, ainsi que du gaz naturel et du condensat à partir d'une autre zone, à raison de 475 000 m^3/jour et de 92 m^3/jour respectivement.

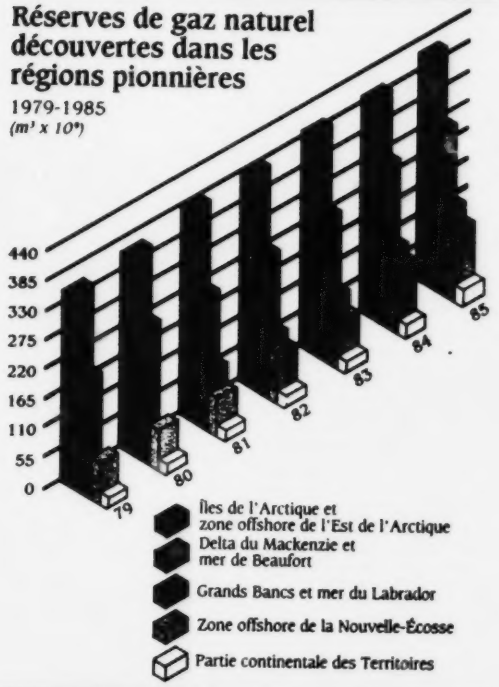
Mobil, à titre d'exploitant pour un consortium de sociétés, a découvert du pétrole dans son puits de reconnaissance Mara M-54, à 8 km au sud-est d'Hibernia. Le pétrole a jailli dans deux des trois zones d'essai, avec un débit atteignant parfois 122 m^3/jour.

Le puits Beothuk M-05 foré par Canterra, à 7 km au sud du gisement de pétrole Terra Nova K-08 découvert en 1984 par Petro-Canada, a débité du pétrole dans trois zones d'essai à un rythme atteignant 228 m^3/jour, confirmant ainsi que le champ Terra Nova se prolonge vers le sud.

Petro-Canada a fait une découverte importante à son puits West Ben Nevis B-75, situé entre les découvertes de pétrole Ben Nevis et Hebron, faites par Mobil en 1980 et en 1981 respectivement. Le puits a produit du pétrole dans trois des quatre zones d'essai à un débit atteignant parfois 955 m^3/jour. Les quatre autres puits de prospection ne contenaient pas d'hydrocarbures.

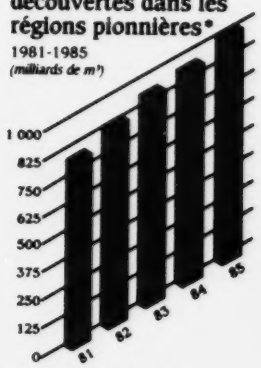
Réserves de gaz naturel découvertes dans les régions pionnières

1979-1985
(m^3 x 10^6)



Total cumulatif Réserves de gaz naturel découvertes dans les régions pionnières*

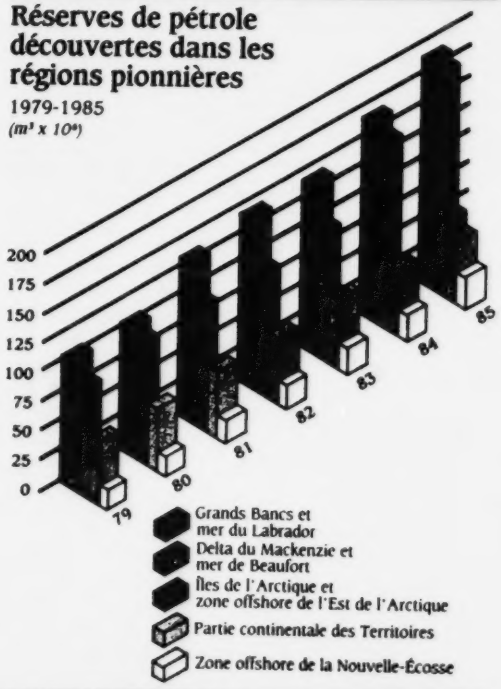
1981-1985
(milliards de m^3)



**Estimations révisées jusqu'à l'année de la découverte.*

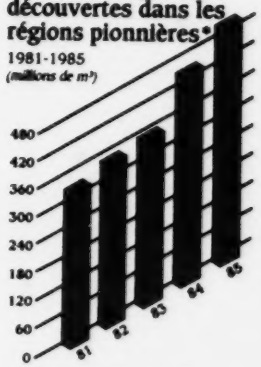
Réserves de pétrole découvertes dans les régions pionnières

1979-1985
(m^3 x 10^6)



Total cumulatif Réserves de pétrole découvertes dans les régions pionnières*

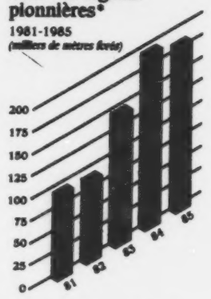
1981-1985
(millions de m^3)



**Estimations révisées jusqu'à l'année de la découverte.*

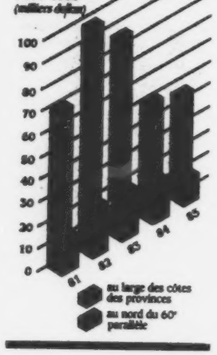
Travaux de prospection

Forages de prospection dans les régions pionnières*
1981-1985
(milliers de mètres forés)



Puits terminés dans les régions du Nord (au nord du 60e parallèle)
Puits terminés au large des côtes des provinces
*Comprend les puits de délimitation.

Sondages sismiques à réflexion effectués dans les régions pionnières
1981-1985
(milliers de km)



Après la découverte de Terra Nova K-08, Petro-Canada, en procédant à un forage de délimitation, a foré avec succès un autre puits, mais n'a pu confirmer la présence d'une quantité suffisante d'hydrocarbures dans un puits d'extension foré à l'est du gisement Hebron à North Trinity H-71.

Les sociétés Husky Oil et Bow Valley ont confirmé la découverte de pétrole et de gaz naturel dans leur puits Whiterose N-22 de 1984, au sud-ouest de cette formation, avec un puits d'extension foré au site J-49.

Au cours d'autres travaux de forage, au large des côtes de Terre-Neuve, des puits de reconnaissance ont été forés, dans la partie nord-est du plateau de Terre-Neuve et dans les eaux profondes de la passe Flemish. Aucune trace d'hydrocarbures n'a été décelée.

Zone offshore de la Nouvelle-Écosse

Au large de la Nouvelle-Écosse, huit plates-formes de forage distinctes ont complété, au total, dix puits de prospection, trois puits de délimitation et un puits d'intervention. Le forage de prospection a permis de découvrir trois gisements de gaz naturel, West Venture N-91, West Venture C-62 et West Olympia O-51 de Mobil. Sept autres puits de prospection n'ont pas donné d'hydrocarbures.

Des puits de délimitation ont été forés avec succès dans le champ de gaz naturel Alma de la société Shell, découvert en 1984, et dans le champ de gaz naturel Thebaud de la société Mobil, au sud de l'île de Sable. Un puits de délimitation dans la formation de Glenelg était sec.

La perte de contrôle au puits West Venture N-91 en septembre 1984 n'a été résolue qu'en juin 1985, lorsque le puits a été obturé et achevé.

Activités de mise en valeur

Norman Wells – Partie continentale des Territoires

La première expédition vers les marchés du Sud de pétrole du projet d'expansion de Norman Wells est arrivée à Edmonton à la fin d'avril 1985, soit 65 ans après la première découverte de 1920. Le pétrole a été acheminé jusqu'au lac Zama, en Alberta, au moyen d'un pipeline de 868 km, à raison de 3 000 m^3/jour.

Le projet d'expansion de Norman Wells était presque achevé en 1985. L'installation centrale de traitement a été construite et deux îles, Iteh K'ee et Little Bear, ont été achevées, portant à six le nombre total d'îles artificielles dans le fleuve Mackenzie. Les travaux de forage de la phase 2 se poursuivaient à la fin de l'année et devraient être terminés à l'été 1986. Au total, 38 puits ont été forés et complétés en 1985. Le projet de maintien de la pression d'injection d'eau se poursuivait et les mesures initiales de la pression et de la production indiquaient que la quantité de pétrole extraite correspondrait aux prévisions que l'on avait faites avant la mise en œuvre du projet.

Pointed Mountain – Partie continentale des Territoires

Le champ de gaz naturel de Pointed Mountain d'Amoco Canada, situé dans la partie sud des Territoires du Nord-Ouest, a été découvert en 1967. Le champ est demeuré une source constante de gaz naturel depuis la construction d'une usine de traitement du gaz en 1972; elle avait produit plus de 7 370 millions de m^3 de gaz naturel à la fin de 1984. La capacité quotidienne étant de 5,4 millions de m^3, la production totale de gaz naturel a été de 219 millions de m^3 en 1985.

Bent Horn – Îles de l'Arctique

En 1985, pour la première fois dans l'histoire du Canada, une expédition commerciale de pétrole a été effectuée à partir des îles de l'Arctique. Le projet Bent Horn, mis en œuvre par Panarctic, constituait la première étape de la production et du transport de pétrole brut de façon sûre jusqu'aux marchés du Sud. Les 30 000 m^3 de pétrole qui ont été extraits provenaient du puits West Bent Horn A-02 de Panarctic, foré au début de 1976.

La première phase du projet a été lancée après l'approbation du plan de mise en valeur par le ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien en février 1985. Les travaux sur le site de Bent Horn, dans l'île Cameron, à environ 300 km au nord-ouest de Resolute Bay, ont commencé en mars. Un pipeline surélevé de 4 km de long, reliant la tête de puits à une cuve de stockage de 17 200 m^3, a été construit par Panarctic. Celle-ci a aussi construit une usine de séparation, un réchauffeur au glycol et une canalisation de chargement de 340 mm de diamètre (alimentée par gravité) qui relie la cuve de stockage à l'installation côtière de chargement.

La production, commencée en mai, avait atteint en juin environ 550 m^3/jour. En août, le puits avait produit environ 16 800 m^3. Le pétrole, chargé à bord du *M.V. Arctic* (pétrolier de classe 2 capable de naviguer dans l'Arctique), était expédié jusqu'à la Petite île Cornwallis, transbordé sur le navire *Imperial Bedford*, puis transporté 5 000 km vers le sud par la partie est du passage du Nord-Ouest, jusqu'à la raffinerie de Petro-Canada à Montréal.

Hibernia – Grand Bancs

En 1985, la planification de la mise en valeur du champ Hibernia situé dans les Grands Bancs s'est poursuivie. L'exploitant, Mobil Oil Canada Ltd., a présenté aux gouvernements fédéral et provincial un plan préliminaire de mise en valeur.

Dans son plan de mise en valeur, Mobil a indiqué que la production pourrait battre son plein au début des années 90, à partir de structures à embase-poids. La capacité de production maximale prévue serait de 24 000 m^3 de pétrole par jour. Les travaux techniques d'ingénierie commenceront dès l'approbation du plan de mise en valeur par l'Office Canada–Terre-Neuve sur les hydrocarbures offshore et après l'établissement d'un régime fiscal.

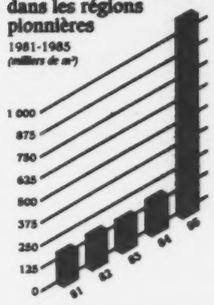
Venture – Zone offshore de la Nouvelle-Écosse

Au début de 1985, Mobil et ses partenaires ont annoncé la signature d'ententes avec les principales sociétés pipelinières des États-Unis, pour la vente du gaz naturel extrait du plateau Scotian dans le cadre du projet de gaz Venture. Texaco Canada Ltd., Petro-Canada et Nova Scotia Resources ont conclu une entente avec New England States Pipeline (NESP) Supply Corporation, et Mobil a signé une entente commerciale avec New Tenn Company.

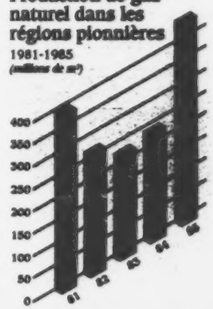
En juillet 1985, Mobil a présenté une demande auprès de l'Office national de l'énergie (ONE) en vue d'exporter 8,5 millions de m^3 de gaz naturel par jour en provenance de trois champs à Venture, Thebaud et South Venture. En octobre 1985, la NESP Supply Corporation a présenté à l'Economic Regulatory Agency, à Washington, D.C., une demande visant à obtenir l'autorisation d'importer du gaz naturel du projet Venture.

À la fin de l'année, le projet nécessitait une confirmation des réserves de gaz naturel, confirmation qui exigera le forage de puits de délimitation et de prospection tout au long de 1986.

Production de pétrole dans les régions pionnières
1981-1985
(milliers de m³)



Production de gaz naturel dans les régions pionnières
1981-1985
(millions de m³)



Protection du travailleur

Règlements

Depuis sa création en 1981, l'APGTC s'occupe de l'administration des règlements touchant la santé et la sécurité des travailleurs du secteur pétrolier dans les régions pionnières. En 1985, des discussions ont été entamées en vue d'inclure ces travailleurs dans la Partie IV du Code canadien du travail. L'APGTC a collaboré avec Travail Canada en vue d'adapter le Règlement concernant la santé et la sécurité au travail aux besoins des travailleurs. Ce règlement rendra officielles les nombreuses mesures de sécurité présentement en vigueur dans les régions pionnières. La Garde côtière canadienne a une entente similaire avec Travail Canada concernant les travailleurs en mer.

À mesure que les activités dans les régions pionnières se sont approchées de l'étape de la mise en valeur, et grâce à l'expérience croissante acquise au cours des travaux d'exploration, l'APGTC a continué à élaborer de nouveaux règlements ayant trait à la prospection et à la production, notamment:

- Le Règlement sur la plongée sous-marine pour l'exploitation pétrolière et gazière au Canada;
- Le Règlement sur la production et la conservation du pétrole et du gaz du Canada;
- Le Règlement sur les installations de production de pétrole et de gaz au Canada;
- Le Règlement concernant les oléoducs et les gazoducs (en mer) du Canada;
- Le Règlement concernant les oléoducs et les gazoducs (sur terre) du Canada;
- Le Règlement sur les travaux géophysiques relatifs au pétrole et au gaz du Canada.

La formulation de ces règlements se fait en consultation avec l'industrie et d'autres ministères du gouvernement; les règlements devraient être promulgués en 1986. En outre, le Règlement sur le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada sera modifié afin d'y incorporer les recommandations pertinentes de la Commission royale d'enquête sur le désastre marin de l'*Ocean Ranger*, de même que les innovations dans les domaines de la technologie et des équipements.

Sécurité au large des côtes

La Commission royale d'enquête sur le désastre marin de l'*Ocean Ranger*, qui a eu lieu en février 1982 et a coûté la vie aux 84 membres de l'équipage, a publié deux rapports importants. Le premier expose 66 recommandations sur la sécurité au large des côtes, dont la plupart avaient déjà été appliquées par l'APGTC et d'autres ministères fédéraux avant même la diffusion officielle de ce rapport en 1984.

Le rapport final, publié en juillet 1985, expose 70 recommandations. Près de 75 % de ces recommandations avaient déjà été appliquées totalement ou partiellement avant la parution du rapport.

Comités consultatifs

Afin d'encourager la protection du travailleur, l'APGTC continue de prendre des initiatives en participant à plusieurs comités. L'un d'eux, le Comité consultatif des services de santé dans les Terres du Canada, créé en 1983, agit au nom de l'industrie, du gouvernement et des universités et s'occupe des questions relatives à la santé des travailleurs au large des côtes. Le groupe participe à l'élaboration de règlements et de directives concernant la santé des travailleurs au large des côtes pour le compte de l'APGTC.

Le Conseil consultatif de la sécurité des Terres du Canada, dirigé conjointement par l'APGTC et la Division des exploitants offshore de l'Association pétrolière du Canada, sert de tribune pour l'examen des règlements, des programmes de recherche-développement (R-D), de la capacité en matière de recherche et de sauvetage, des normes de formation du personnel travaillant au large des côtes et d'autres questions ayant trait à la sécurité. Le ministère de la Défense nationale, la Garde côtière canadienne et l'Association des exploitants de pétrole de l'Arctique y sont également représentés.

Planification des mesures d'urgence

Le Règlement concernant le forage de puits de pétrole et de gaz naturel au Canada exige que les exploitants soumettent les mesures d'urgence envisagées pour parer à certaines situations qui pourraient survenir au cours des travaux. Parmi ces situations d'urgence, on inclut les blessures graves ou les décès, les incendies, les éruptions, la perte ou l'endommagement des installations de forage et des navires de service, la perte de contrôle du puits, les risques de pollution et les dangers créés par la proximité de la glace ou les possibilités de collision avec d'autres navires.

Au cours des années passées et encore en 1985, on a évalué l'efficacité de certaines mesures au moyen d'exercices in situ effectués par un seul exploitant. Cependant, dans le cas d'un exercice de grande portée, les ressources du gouvernement et des exploitants dans une zone offshore particulière étaient mises à contribution. En février 1985, les exploitants des Grands Bancs ont tenu, conjointement avec la Garde côtière canadienne, l'APGTC et le ministère de la Défense nationale, deux exercices de déploiement de l'équipement de secours.

Dans la mer de Beaufort, Gulf, Esso et Dome ont maintenu l'entente conjointe déjà conclue en ce qui concerne le sauvetage, les procédures d'évacuation et les mesures d'urgence.

Inspections

Dans le cadre de son mandat, l'APGTC voit à inspecter, en moyenne une fois par mois, toutes les installations de forage afin d'y évaluer la sécurité et l'efficacité des travaux en cours.

En 1985, les agents de l'APGTC ont effectué 214 inspections sur des installations de forage. En outre, conformément au mémoire d'entente de l'APGTC et de la Garde côtière, cette dernière a inspecté et déterminé l'état de chaque installation de forage canadienne et étrangère, afin d'en vérifier la conformité avec les normes régissant les plates-formes de forage mobiles au large des côtes. En plus des inspections de l'APGTC, les installations de forage ont été périodiquement visités par des agents des ministères de l'Environnement, des Pêches et des Océans, ainsi que d'autres ministères et organismes.

Normes régissant les plates-formes de forage mobiles au large des côtes

Avant de permettre l'utilisation d'une plate-forme de forage mobile dans les régions pionnières du Canada, l'APGTC exige de la part de la Garde côtière canadienne une lettre de conformité ou l'équivalent, prouvant que la plate-forme respecte les normes canadiennes régissant de telles plates-formes. L'APGTC exige aussi que soient présentés les certificats normalement fournis par le pays d'immatriculation et par la société de classification.

Évacuation des plates-formes de forage

L'évacuation des travailleurs d'une plate-forme de forage au large des côtes durant les tempêtes a été l'un des principaux sujets examinés par la Commission royale d'enquête sur le désastre marin de l'*Ocean Ranger*.

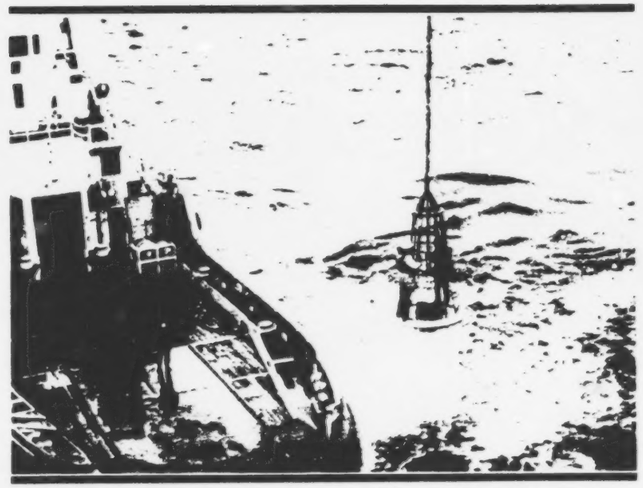
On a amélioré considérablement les installations d'évacuation des plates-formes de forage depuis l'accident de l'*Ocean Ranger*. Les plates-formes de forage sont maintenant équipées de deux fois plus de canots qu'il n'en faut pour évacuer tout l'équipage; les combinaisons flottantes ont été améliorées et sont maintenant fournies en plus grand nombre. L'amélioration de l'équipement de sauvetage sur les plates-formes de forage et les navires de secours a beaucoup accru la sécurité de la plate-forme et de son équipage.

Formation en matière de sécurité

Au cours de l'année, on a pris les premières dispositions pour l'établissement d'un office des normes de formation de l'industrie du pétrole de la côte est dont le mandat serait d'établir et de maintenir des normes minimales sur la formation en matière de sécurité pour les activités pétrolières au large de la côte est. Composé de représentants des gouvernements du Canada et des provinces ainsi que de l'industrie pétrolière et gazière, l'Office devrait voir principalement à l'examen, la surveillance et l'approbation des cours et des normes de formation en matière de sécurité.

Glace de mer et icebergs

La saison des glaces de 1985 a été une des pires que l'on ait jamais connue dans la région des Grands Bancs.



Nacelle utilisée pour transborder les équipages d'installations de forage à bord des navires de service en Nouvelle-Écosse.

En effet, 312 jours de forage ont été perdus à cause des glaces marines et 43 autres à cause de la proximité d'icebergs.

La surveillance efficace des glaces et une bonne planification ont aidé à diminuer les risques qu'entraîne la présence des icebergs. À l'emplacement Baccalieu I-78 d'Esso-Parex situé dans la passe Flemish où les icebergs sont fréquents, la plate-forme *SEDCO 709* a été maintenue en place par positionnement dynamique. Cette technique qui permet à une plate-forme de forage de se déplacer rapidement a réduit la distance à laquelle on peut laisser un iceberg s'approcher de la plate-forme avant de devoir la déplacer.

L'état des glaces a également été anormal dans le plateau Scotian en 1985. Il a fallu y surveiller la glace lorsque celle-ci s'est approchée des puits Hesper et Citadel au nord-est de l'île de Sable en février et mars. La glace recouvrait une grande superficie mais n'était pas suffisamment épaisse ou dure pour interrompre les travaux de forage au large de la Nouvelle-Écosse.

La saison d'eau libre a été plus courte que la normale dans la mer de Beaufort. Le recul très lent de la glace a empêché la mise à l'essai du puits Havik B-41 de la société Dome. Toutefois, cette société a réussi à terminer les essais au puits Arluk E-90 dans la partie centrale de la mer de Beaufort. L'énorme barge de forage *Kulluk* a réussi à forer trois puits et à en commencer un quatrième, malgré la glace qui était plus épaisse que la normale. Plus à l'ouest, la glace s'est retirée à temps pour permettre le forage des puits Edlok et Adlartok par les navires de forage *Explorer* de Dome-Canmar.

Protection du travailleur

Recherche-développement

La recherche-développement (R-D) est essentielle pour respecter les règlements de l'APGTC. On utilise souvent des techniques élaborées dans des environnements très différents des conditions canadiennes. Il est donc souvent nécessaire de mettre au point, d'évaluer et d'utiliser de nouvelles techniques qui répondent mieux à notre environnement. En 1985, l'APGTC a dirigé plusieurs grands projets de recherche-développement dans le cadre du Programme de recherche et de développement énergétiques (PRDE). Il a été président du Comité de R-D sur le génie maritime et a participé aux comités sur le transport maritime et les répercussions et les prévisions offshore. Le PRDE, financé par le gouvernement fédéral, a pour objectif d'améliorer les mesures de sécurité et de voir à l'élaboration de critères et de normes de conception visant à faciliter l'approbation réglementaire des structures qui seront construites dans les régions pionnières. Dans le cadre de ce programme, et grâce à sa participation aux comités de R-D, l'APGTC a lancé des études et des projets de recherche portant sur l'évacuation des plates-formes de forage, l'amélioration des tourelles de plongée et des combinaisons flottantes, et la récupération des bateaux et canots de sauvetage. À titre de participant au Programme de recherche et développement environnementaux, l'APGTC voit à la mise en place de systèmes de contrôle et de prévision des répercussions sur l'environnement et sur les activités de prospection et de production au large des côtes.

Mécanisme de remontée contrôlée en cas d'urgence

Afin d'accroître la sécurité des plongeurs qui utilisent des tourelles de plongée dans l'industrie pétrolière et gazière au large des côtes du Canada, l'APGTC a mis en œuvre un programme de conception, de construction et d'essai d'un mécanisme de remontée contrôlée en cas d'urgence qui peut être installé sur un caisson submersible ou une tourelle de plongée.

L'offre de produire ce mécanisme soumise par CanOcean Resources Ltd. de New Westminster, en Colombie-Britannique, a été retenue aux termes du Programme de recherche et de développement énergétiques. Ainsi, la société s'est vu accorder une subvention de 500 000 $ qui lui a permis d'élaborer, de mettre au point, d'essayer et d'évaluer des dispositifs de remontée contrôlée en cas d'urgence. Une fois installé sur les tourelles de plongée, ce dispositif innovateur permettra d'accroître la sécurité des plongeurs au Canada et partout dans le monde.

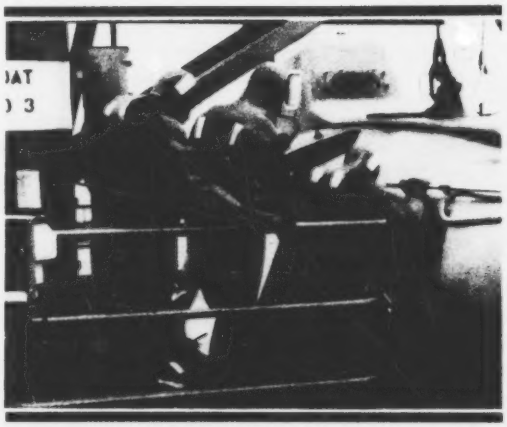
Chauffage de secours et boîte noire marine

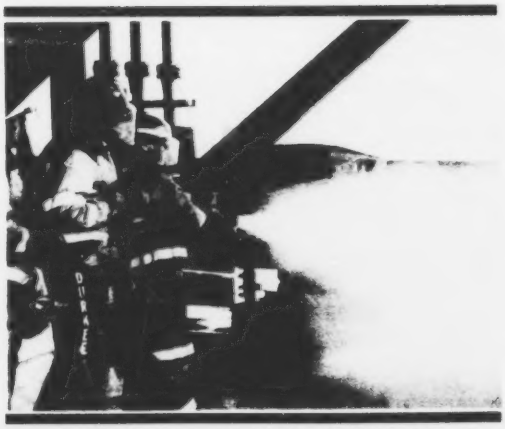
En 1985, l'APGTC a également participé à la mise au point d'un appareil de chauffage de secours qui servira à maintenir des températures confortables et sûres, dans les tourelles de plongée, les submersibles et les chambres de décompression, et qui préviendra les accidents mortels causés par l'hypothermie.

L'APGTC a également entrepris la mise au point d'un dispositif enregistreur automatique de secours, semblable à la « boîte noire » utilisée dans les aéronefs. Ce dispositif permettra d'enregistrer toutes les communications effectuées au cours des plongées et les données

Accidents avec perte de temps dans les régions pionnières, 1985

	Heures-personnes sur les lieux de travail		Accidents avec perte de temps		Fréquence des accidents (Accidents avec perte de temps/10^6 heures-personnes)	
	Installations de forage	Navires de service et de secours	Installations de forage	Navires de service et de secours	Installations de forage	Navires de service et de secours
Partie continentale des Territoires	431 100	S/O	11	S/O	25,52	S/O
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	1 262 520	712 800	33	16	26,14	22,45
Îles de l'Arctique et zone offshore de l'Est de l'Arctique	195 720	S/O	5	S/O	25,55	S/O
Baie d'Hudson	98 040	63 360	3	3	30,60	47,35
Grands Bancs et mer du Labrador	2 058 135	904 190	48	22	23,32	24,33
Zone offshore de la Nouvelle-Écosse	1 530 078	540 457	31	6	20,26	11,10
Total	5 575 593	2 220 807	131	47	23,49	21,16





Exercice d'évacuation et de lutte contre l'incendie à bord du Rowan Gorilla I.

environnementales obtenues à ce moment. Ce nouveau système sera utilisé pour la surveillance des procédures de plongée et les enquêtes sur les accidents.

Système de mise à l'eau d'embarcations par tangon

En 1985, l'APGTC et les exploitants de la côte est ont financé conjointement un essai en situation réelle d'un nouveau système de mise à l'eau des canots de sauvetage à bord du *Bow Drill III*, plate-forme de forage semi-submersible dans les Grands Bancs. Le système de mise à l'eau d'embarcations de sauvetage par tangon (PROD) est une innovation de la société britannique Water Craft Ltd., qui permet d'orienter le canot de sauvetage pendant la mise à l'eau, et ainsi de réduire le risque de collision entre le canot et la plate-forme dans les mers agitées.

Une initiative conjointe de l'APGTC et de l'industrie des hydrocarbures, en juillet 1985, a eu pour résultat la réussite d'une série de 16 essais, par Husky/Bow Valley, d'un prototype du système à bord du *Bow Drill III*, en novembre et décembre 1985. l'APGTC a fourni 45 % des 400 000 $ nécessaires au projet, et les sociétés pétrolières de la côte est, 50 %. Les gouvernements de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve et du Labrador ont fourni la différence. La Garde côtière canadienne a agi à titre d'agent de projet au nom de l'APGTC.

Nacelle de transfert

Un projet lancé en 1985 visait à mettre au point une nacelle de transfert améliorée qui permettrait de transporter des personnes d'une plate-forme de forage ou de la mer à un bateau de secours. La nacelle serait soulevée par hélicoptère au cours de l'opération de sauvetage.

Système d'évacuation dans l'Arctique

L'APGTC, la Garde côtière canadienne et l'industrie participent conjointement à la mise au point d'un Système d'évacuation dans l'Arctique qui consiste en un véhicule amphibie capable de se déplacer en mer libre, sur les banquises et parmi les débris de glace. Il servira principalement à l'évacuation du personnel des installations de forage dans l'Arctique. Un prototype devrait être mis à l'essai en 1986 ou 1987.

Capacité en matière de recherche et de sauvetage

En 1985, les exploitants de la côte est ont établi une base d'urgence comportant une plate-forme d'atterrissage, un poste de ravitaillement en carburant, des abris temporaires et des stocks de vivres dans l'île de Sable, pour les opérations de recherche et de sauvetage (SAR) dans le plateau Scotian. La capacité des exploitants de pétrole des Grands Bancs en matière de recherche et de sauvetage a été accrue en 1985 par la mise en disponibilité, à St-Jean, Terre-Neuve, d'un hélicoptère de la Défense nationale réservé aux opérations de recherche et de sauvetage. En outre, deux avions de surveillance à long rayon d'action du ministère de la Défense nationale seront affectés à St-Jean pour les missions de recherche et de sauvetage en 1986.

Accidents avec perte de temps

Un accident avec perte de temps (APT) désigne toute blessure qui empêche l'employé de reprendre son travail dans les 24 heures qui suivent, sans compter le temps consacré au déplacement, au diagnostic et au traitement.

Le nombre d'accidents avec perte de temps, exprimé en millions d'heures-personnes de travail, est utilisé par l'industrie et les organismes gouvernementaux pour comparer la fréquence de ces blessures au sein du personnel de divers secteurs d'emploi.

En plus des APT figurant dans le tableau ci-joint, 49 autres accidents avec perte de temps ont été signalés au cours des travaux de prospection dans les régions pionnières. La plupart de ces accidents ont eu lieu dans les bases côtières des exploitants.

Des neuf accidents mortels liés à la prospection du pétrole et du gaz naturel en 1985, un seul a eu lieu sur une installation de forage.

Protection de l'environnement

Otaries de Steller, île de Vancouver.

Côte est

Examen des incidences environnementales du champ Hibernia

En mars, un comité fédéral-provincial composé de six membres a été créé en vue d'examiner l'Énoncé des incidences environnementales (EIE) du champ Hibernia, préparé par Mobil et ses associés. L'EIE a été présenté à l'APGTC le 15 mai 1985. L'APGTC et le Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate ont par la suite remis ce document, constitué de quatre volumes, au comité d'examen.

En juin, le comité d'examen a tenu des séances d'information publiques d'un bout à l'autre de Terre-Neuve. Afin de faciliter l'examen de son projet, Mobil a fait connaître dans une mise à jour de son EIE, en août, la technique de mise en valeur qu'elle préférait, soit le système des structures à embase-poids. Un énoncé de renseignements supplémentaires à cet EIE était soumis en septembre.

L'APGTC a pris connaissance des présentations; elle a assisté aux sessions dans les collectivés et aux audiences générales relatives à l'EIE, qui ont eu lieu en octobre dans diverses localités terre-neuviennes, y compris St-Jean. Le comité devait préparer et présenter son rapport à l'Office Canada–Terre-Neuve des hydrocarbures offshore vers le début de janvier 1986. L'APGTC devait examiner le rapport et les recommandations du comité concernant le Plan de mise en valeur du champ Hibernia, présenté par Mobil. Les recommandations sur le bien-fondé des éléments du Plan de mise en valeur concernant les questions environnementales devaient être transmises au nouvel office en 1986.

Côte ouest

Comité d'examen des incidences environnementales

En 1985, le Comité d'examen des incidences environnementales, nommé par les ministres de l'Environnement des gouvernements provincial et fédéral, a terminé ses audiences publiques tenues en vue de déterminer les modalités de la reprise de la prospection pétrolière dans les eaux territoriales du détroit de la Reine-Charlotte, du détroit d'Hecate et de l'entrée Dixon, au large de la Colombie-Britannique. L'APGTC et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières de la Colombie-Britannique, initiateurs du projet conjoint fédéral-provincial en février 1985, ont préparé les réponses aux demandes de renseignements, élaboré des scénarios de déversement de pétrole et coordonné la préparation des réponses du gouvernement aux demandes de renseignements supplémentaires faites par le Comité, en 1984. L'APGTC a donné suite aux demandes de renseignements du Comité durant toute l'année 1985, au moyen de présentations écrites portant sur diverses questions ayant rapport à l'examen.

L'APGTC a également assisté et participé aux audiences publiques tenues dans les collectivités côtières situées d'un bout à l'autre de la Colombie-Britannique, de même qu'à des audiences générales au sujet des îles de la Reine-Charlotte, qui ont été tenues à Prince-Rupert, à Vancouver et à Victoria.

Le Comité devait présenter son rapport aux ministres de l'Environnement des gouvernements provincial et fédéral en mars 1986.

Nord

Bent Horn

Panarctic a obtenu, en 1985, l'autorisation d'exécuter le projet de mise en valeur de Bent Horn. La Garde côtière canadienne s'est chargée d'examiner le plan d'urgence maritime de Panarctic, tandis que l'APGTC a examiné le plan de mise en valeur de Bent Horn. L'APGTC a également élaboré les exigences environnementales applicables à la production et au transport du pétrole provenant des installations de Bent Horn, en consultation avec d'autres organismes fédéraux et des Territoires du Nord-Ouest.

Baie d'Hudson

Deux puits de prospection ont été dans la partie centrale de la baie d'Hudson pour le compte de deux consortiums dirigés par Canterra. L'approbation a été accordée à la suite de nombreuses consultations auprès de la collectivité et du gouvernement. En 1985, Canterra, en collaboration avec le Comité du pétrole et du gaz de la baie d'Hudson, a visité des communautés situées autour de la baie d'Hudson pour y expliquer le programme de forage et décrire les possibilités d'emploi. En plus d'avoir amorcé ce programme de consultations, l'APGTC a dirigé l'examen d'études entreprises par la société en vue de

faire approuver son programme de forage. Les études comportaient une analyse de sensibilité de l'environnement côtier de la baie d'Hudson, un programme d'observation de la faune ainsi qu'une étude écologique des canards Eider de la baie d'Hudson, dans le cadre de la planification d'interventions d'urgence en cas de déversement de pétrole.

Terres des régions pionnières du Canada

Lignes directrices

En 1985, l'APGTC a émis des lignes directrices sur plusieurs aspects des méthodes de prospection à la suite de consultations d'ensemble auprès de l'industrie pétrolière et gazière et d'autres ministères. Ces lignes directrices portent, entre autres, sur les boues de forage à base d'huile et sur le milieu physique.

L'industrie pétrolière et gazière a commencé en 1985 à faire l'essai de boues de forage à base d'huile, et des économies de plusieurs millions de dollars ont pu être réalisées à certains sites de forage. L'utilisation de ce type de boue a permis de réduire le nombre de problèmes susceptibles de survenir dans le puits, et a permis d'accélérer les forages.

Plan d'intervention d'urgence

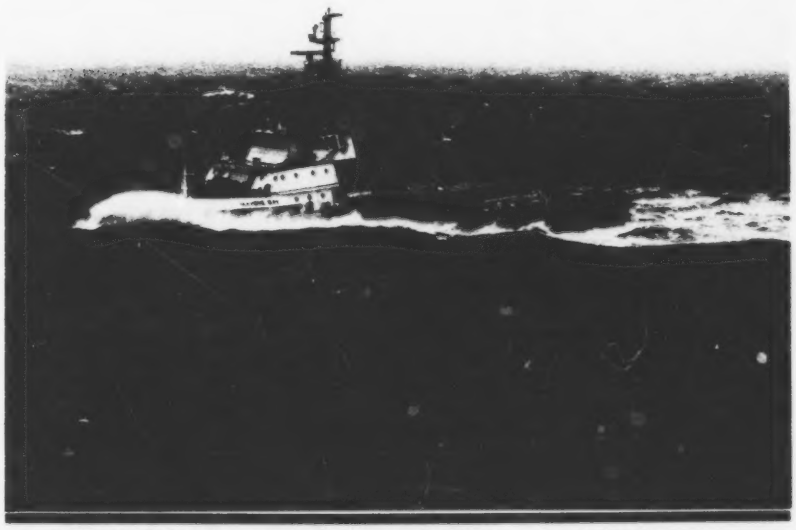
En juillet, l'APGTC a publié son Plan d'intervention d'urgence, qui procure le cadre administratif nécessaire pour diffuser rapidement des renseignements et pour regrouper tout aussi rapidement les ressources du gouvernement dans les situations d'urgence, y compris celles qui menacent l'environnement. En vertu du Règlement concernant le forage des puits de pétrole et de gaz naturel au Canada, les exploitants pétroliers sont tenus de présenter des plans d'intervention en cas d'urgences susceptibles de survenir au cours de leurs programmes de travaux.

Forage des puits de secours

Une étude intitulée Capacité de forer des puits de secours dans les Terres du Canada a été achevée pour le compte de l'APGTC en 1985. Elle avait pour objet d'évaluer la capacité de l'industrie de forer des puits de secours où que ce soit dans les Terres du Canada. Cette étude, de même que la réaction subséquente de l'APGTC, sera évaluée par l'industrie et le gouvernement au cours de l'année 1986.

Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement

Administré conjointement, au cours des trois dernières années, par le Bureau du Programme des affaires du Nord, du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien et par l'APGTC, le Fonds renouvelable pour l'étude de l'environnement (FREE) a été regroupé et centralisé en 1985 au sein de l'APGTC. Cette mesure a été prise en vue de rationaliser la coordination des fonds, qui sont tirés de redevances versées par les sociétés pétrolières et gazières détenant une participation dans les régions pionnières.



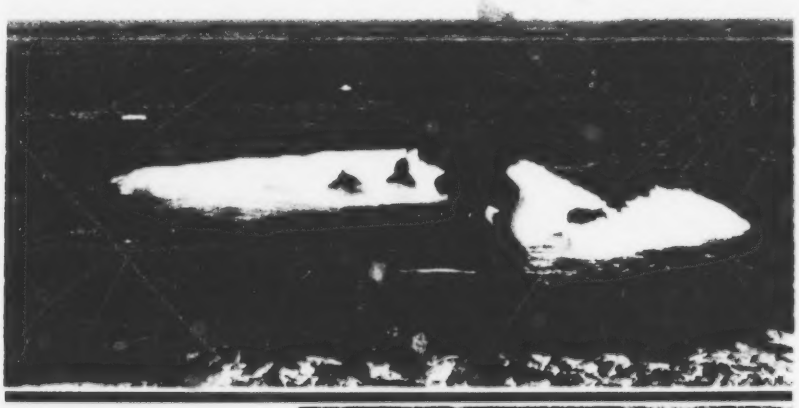
Le Mahone Bay *en attente par mer agitée, au large de Terre-Neuve. Photo de Husky Marine Services Ltd.*

En 1985, soit la troisième année d'existence du FREE, 40 études pourvues d'un budget total de 4,2 millions de dollars ont été entreprises. Les 15 premiers rapports ont été publiés et distribués, tandis que les autres sont en cours de préparation.

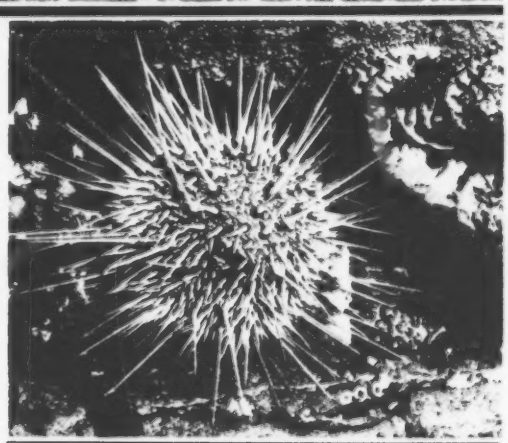
Parmi les études qui ont été entreprises en 1985, on peut citer comme exemples:

- Deux programmes de surveillance, dont un programme de prélèvement d'échantillons sur place avant et après les forages. Les deux programmes ont eu lieu sur deux sites de puits du plateau Scotian, et un autre dans la mer de Beaufort, où des boues de forage à base d'huile ont été utilisées. Les études ont consisté en l'analyse chimique d'échantillons et en la mise en corrélation des données avec un modèle mathématique de dispersion.
- Un programme sur place visant à procurer des données de référence dans le but d'étudier la fréquence d'impact des icebergs sur le fond marin et l'étude du labourage du fond marin par la base des icebergs. Le programme a été exécuté en août 1985 sur le banc Makkovik, au large du Labrador. L'étude fournira des paramètres de fréquence qui pourront servir à l'analyse des dangers pour les installations sous-marines. On pourra ainsi se procurer pour la première fois des données sur les forces auxquelles sont soumis les icebergs dont la base laboure le fond.
- Une étude des occasions d'affaires dans le Nord, en vue de déterminer comment les entreprises nordiques peuvent jouer un rôle plus important dans l'approvisionnement, en biens et en services, de l'industrie pétrolière et gazière.

Protection de l'environnement



Iceberg dans le détroit de Lancaster (T.N.-O.).



Oursin et étoile de mer dans la zone intertidale, île de Vancouver.

- Deux études ont été entreprises en vue de déterminer l'efficacité de l'utilisation de dispersants chimiques pour venir à bout des nappes de pétrole. Elles ont été effectuées à l'aide d'un réservoir pourvu d'un canal d'expérimentation où l'on a pu simuler les paramètres environnementaux qui ont une influence sur l'efficacité des dispersants.
- La répartition de deux populations de baleines a été surveillée dans la mer de Beaufort. Les baleines blanches (bélugas) sillonnant les eaux adjacentes à l'estuaire du Mackenzie et de la péninsule de Tuktoyaktuk ont été dénombrées et les baleines franches, en voie de disparition, ont fait l'objet d'études dans le Sud-Est de la mer de Beaufort.

Problèmes survenus au large des côtes

Puits West Venture N-91

Le problème de contrôle de puits qui s'est présenté au West Venture N-91 de la société Mobil, en septembre 1984, a été résolu avec succès en juin 1985.

Pour arrêter l'éruption, on a doté la plate-forme de forage d'un équipement de forage sous pression élevée permettant à une tige de forage et autres équipements d'accéder au puits. Par mesure de sécurité pour les travailleurs, la plate-forme semi-submersible *Safe Gothia* a été amenée sur les lieux depuis la mer du Nord, et ancrée à proximité.

Safe Gothia a servi de lieu d'hébergement aux travailleurs et aurait pu également servir de station de pompage, au besoin. En juin, on avait récupéré la tige de forage endommagée et placé des bouchons de ciment dans le puits afin d'empêcher définitivement toute fuite de fluide du réservoir profond, où existait une forte pression.

Au terme d'une enquête approfondie, l'APGTC et le ministère des Mines et de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse ont préparé un rapport qui a été diffusé en avril 1985. Ce rapport recommande, entre autres, que les superviseurs et les membres du personnel de forage des plates-formes reçoivent une formation poussée en contrôle de puits.

Un autre rapport a été rédigé concernant l'examen des méthodes de prospection, les pratiques de forage et d'autres mesures relatives à la sécurité sur le plateau Scotian; il a mené à la formation d'un groupe de travail composé de membres de l'APGTC et de l'industrie, groupe chargé d'examiner en profondeur les conclusions du rapport à la fin de l'année.

Puits Minuk I-53

En septembre 1985, comme Esso s'apprêtait à achever l'installation de systèmes de forage et de soutènement à l'emplacement de son puits Minuk I-53, dans une île sacrificielle de la mer de Beaufort, une violente tempête a érodé l'île à 60 %. D'une durée d'environ 70 h et accompagnée de vagues de 4 à 5 m, cette tempête fut, selon les statistiques, une des plus violentes qui aient déferlé sur la mer de Beaufort au cours des 16 dernières années. Tout le personnel a pu être évacué de l'île sans accident. L'érosion de l'île a toutefois entraîné l'effondrement de l'un des cinq réservoirs de stockage de carburant diesel, causant le déversement d'environ 380 m^3 de carburant diesel de type P50. La nappe de carburant s'est cependant dispersée en quelques jours, sans causer de dommages apparents à l'environnement. L'île a été réparée en octobre et le forage du puits Minuk I-53 a pu commencer le 29 novembre. À la fin de l'année, l'APGTC avait commencé la rédaction d'un rapport détaillé concernant cet incident.

Emploi et retombées industrielles

La nature des retombées économiques pour le Canada dans les régions pionnières a évolué avec la signature de l'Accord Atlantique et avec l'annonce de la nouvelle politique sur les régions pionnières, en 1985.

En vertu de cette nouvelle politique, la nature des avantages économiques revenant aux Canadiens s'appliquera désormais autrement. Le principe visant à permettre aux Canadiens de profiter pleinement et équitablement des occasions découlant de l'activité pétrolière et gazière dans les régions pionnières conservera toute son importance. Toutefois, le processus sera rationalisé et assoupli.

En 1985, l'APGTC a proposé à l'industrie, de même qu'aux gouvernements provinciaux et territoriaux, une façon simplifiée d'aborder les retombées économiques pour le Canada en ce qui concerne la prospection dans les régions pionnières. Ces propositions comprennent trois éléments principaux:

- Un énoncé des principes et des règles qui précise ce que l'on entend par la « participation pleine et équitable » et explique les règles de conduite fondamentales qui s'appliquent aux exploitants dans les régions pionnières;
- Une formule pour le plan des retombées économiques pour le Canada, qui permet de décrire les actions précises et mesurables prévues par l'exploitant dans les régions pionnières;
- Un rapport annuel qui établit le bilan du rendement et qui décrit le progrès accompli dans la mise en œuvre des divers plans d'action des exploitants.

Programme des débouchés commerciaux au Canada

Au cours de 1985, l'APGTC a continué de collaborer activement avec le Programme des débouchés commerciaux au Canada (PDCC).

Ce programme a pour objectifs de mieux faire comprendre les besoins de l'industrie pétrolière et gazière au Canada et d'assurer une plus grande part du marché national aux biens fabriqués au Canada face à la concurrence des fournisseurs étrangers.

En 1985, le PDCC a publié un guide contenant les grandes lignes des politiques d'achats et des pratiques fondamentales destinées à épauler et à encourager les fournisseurs canadiens. Ce guide contient des conseils pratiques sur la façon de mener les affaires avec l'industrie pétrolière et gazière. On y trouve des prévisions de l'offre et de la demande, jusqu'en 1990, de 14 catégories de produits achetés communément par l'industrie pétrolière et gazière, ainsi qu'une liste de relations utiles dans l'industrie et le gouvernement.

Beaufort Industry Group

Les gens du Nord ont franchi une autre étape importante en ce qui concerne les fournisseurs. Des représentants de l'industrie pétrolière, du gouvernement du Yukon, du gouvernement des Territoires du Nord-Ouest et de diverses chambres de commerce ont tenu des pourparlers qui ont donné naissance au Beaufort Industry Group qui a son siège à Inuvik. Le groupe jouit d'un appui tant dans les Territoires du Nord-Ouest qu'au Yukon. Il a lancé et tenu, avec succès à Inuvik, l'exposition commerciale « BIG 85 », qui a attiré plus de 100 entreprises en mai 1985.

Projets de mise en valeur

En 1985, plusieurs projets de mise en valeur dans les régions pionnières ont été profitables pour le Canada et les Canadiens. L'APGTC a étudié les plans des retombées pour les Canadiens relativement à trois projets de mise en valeur – Bent Horn, dans l'Arctique, et Venture et Hibernia, sur la côte est.

Le projet d'expansion du champ pétrolifère Norman Wells a été inauguré officiellement en mai 1985. Les avantages découlant des emplois dans le Nord, des possibilités de formation professionnelle et de la croissance des affaires ont de beaucoup dépassé les prévisions originelles.

M. David Crombie, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, a approuvé, en février 1985, l'énoncé des retombées économiques canadiennes pour le projet Bent Horn, sous réserve que des plans précis soient élaborés pour recruter des travailleurs du Nord et que des consultations relatives aux occasions d'affaires dans cette région soient satisfaisantes.

Ce sont surtout les résidents d'Arctic Bay qui ont profité des nouveaux emplois créés pour les habitants du Nord au cours des travaux de construction du projet. Quinze d'entre eux ont été engagés par la société et affectés au champ Bent Horn durant la courte période de construction.

L'APGTC, le ministère du Développement de la Nouvelle-Écosse et les ministères consultés ont étudié les moyens de faire profiter les Néo-Écossais, et d'autres Canadiens, des retombées économiques du projet de production de gaz naturel Venture. C'est dans ce cadre que des pourparlers ont été tenus avec des représentants de Mobil, en vue de procéder à un transfert de technologie en génie et d'offrir des occasions d'affaires à l'industrie manufacturière.

Les dispositions de l'Accord Atlantique visent à permettre aux Terre-Neuviens et à d'autres Canadiens de jouir des avantages économiques qu'apporte la mise en valeur des ressources offshore. Des groupes de travail conjoints fédéraux-provinciaux ont été créés afin d'évaluer et d'établir des priorités en vue de la fabrication, de la fourniture d'équipement, de services et de matériel.

L'APGTC et le Newfoundland and Labrador Petroleum Directorate ont formé un groupe dont le rôle consiste à examiner les retombées économiques du projet afin de guider la préparation du plan des retombées de la mise en valeur du champ Hibernia. Des pourparlers ont également eu lieu avec Mobil à propos de deux contrats qui doivent être adjugés en 1986. L'un d'eux porte sur la gestion du projet en général, ainsi que la réalisation technique et la fourniture des superstructures. L'autre, concerne la construction de la structure à embase-poids.

Travailleurs à l'œuvre sur des installations de forage, delta du Mackenzie. Photo de Petro-Canada.

Emploi et retombées industrielles

L'APGTC a aussi participé aux pourparlers avec les sociétés canadiennes et internationales intéressées afin d'évaluer leur aptitude à entreprendre de tels travaux au Canada.

Initiatives de l'industrie

L'APGTC a continué d'encourager les initiatives de l'industrie qui procurent des emplois et des avantages économiques aux Canadiens demeurant à l'intérieur ou à proximité des régions pionnières où se déroulent des activités pétrolières et gazières. Voici des exemples de ces initiatives:

Nord

- En 1985, deux groupes autochtones, qui avaient conclu une transaction d'achat-vente-location avec Petro-Canada, ont créé des entreprises qui ont procuré les installations de campement nécessaires à la réalisation de sondages sismiques et de forages.

Côte est

- Mobil a travaillé, en étroite collaboration avec la société terre-neuvienne Atlantic Airways, afin de mettre sur pied un service aérien de surveillance des glaces en vue des opérations de recherche et de sauvetage, et de surveillance des nappes de pétrole répandues en mer.
- Husky/Bow Valley a tenu, à Halifax, une séance d'information à l'intention de représentants de sociétés de construction navale et de transformation des métaux, pour discuter des possibilités et des besoins en matière de réparation et d'entretien d'instalaltions de forage et de navires de service.
- En Nouvelle-Écosse, CanOcean, filiale de Nova Corp International Consulting Ltd. et affiliée à Husky Oil Operations Ltd:, s'est jointe à Cameron Iron Works de Houston, Texas, pour fabriquer et réparer du matériel sous-marin.
- Hi-point Peat Limited, société affiliée à Husky Oil Operations Ltd., produit actuellement, à son usine située près de Bishop's Falls, Terre-Neuve, un absorbant utilisé pour nettoyer les nappes formées par le pétrole déversé en mer.

Total des emplois liés à l'acitivité pétrolière dans les régions pionnières en 1985

	Total des employés*	Canadiens	Pourcentage de Canadiens
Partie continentale des Territoires (Yukon et T.N.-O.)	1 823	1 823	100,0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	3 162	3 147	99,5
Îles de l'Arctique et zone offshore de l'Est de l'Arctique	251	251	100,0
Baie d'Hudson	351	296	84,0
Grands Bancs et mer du Labrador	2 856	2 669	93,5
Zone offshore de la Nouvelle-Écosse	2 285	2 083	91,2
Total	10 728	10 269	95,7

** Niveau d'emploi maximum. Ne représente pas les années-personnes.*

Total des dépenses engagées par l'industrie pétrolière dans les régions pionnières

	Exploration (M$)	Mise en valeur (M$)	Total (M$)	Au Canada (M$)	% au Canada*
Partie continentale des Territoires (Yukon et T.N.-O.)	129,3	58,7	188,0	176,7	94,0
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	798,9	0	798,9	639,1	80,0
Îles de l'Arctique et zone offshore de l'Est de l'Arctique	48,2	7,8	56,0	50,4	90,0
Baie d'Hudson	37,4	0	37,4	21,7	58,0
Grands Bancs et mer du Labrador	657,3	0	657,3	387,8	59,0
Zone offshore de la Nouvelle-Écosse	481,2	0	481,2	274,3	57,0
Total	2 152,3	66,5	2 218,8	1 550,0	69,9

** Estimations sujettes à révision.*

Minéraux non combustibles

La Division de l'exploitation minière en mer de l'APGTC assure la gestion de droits miniers relatifs aux minéraux non combustibles offshore dans les terres des régions pionnières, qui relèvent de la responsabilité du ministère de l'Énergie , des Mines et des Ressources. L'évaluation de l'APGTC indique que l'offshore canadien est une source potentielle de toute une gamme de minéraux, tels que le sable siliceux très pur et l'or alluvionnaire. En ce moment, l'APGTC s'efforce surtout d'acquérir et de diffuser des renseignements sur les minéraux non combustibles situés au large des côtes. Elle s'applique également à créer un climat d'investissement intéressant, à l'aide d'une réglementation simple et uniforme relativement aux régions pionnières offshore.

En octobre 1985, l'Underwater Mining Institute a tenu son 16e colloque annuel à Halifax, en Nouvelle-Écosse. Ce colloque, qui a attiré une participation record, est le premier que l'Institut ait tenu à l'extérieur des États-Unis. Il a contribué à sensibiliser davantage les Canadiens aux possibilités que présente l'exploitation minérale au large des côtes. Il a de même témoigné de l'applicabilité de la technologie marine canadienne à ce nouveau domaine.

Plate-forme d'atterrissage, installations de ravitaillement en combustible et logements provisoires sur la base d'urgence de l'île de Sable pour les opérations de recherche et de sauvetage dans le plateau Scotian. Photo de la Garde côtière canadienne.

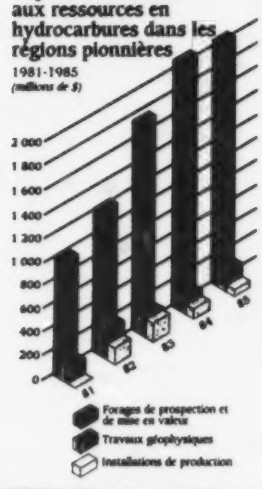
Résumé statistique régional

Régions pionnières 28
Partie continentale des Territoires (Yukon et Territoires du Nord-Ouest) 29
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort 32
Îles de l'Arctique et zone offshore de l'Est de l'Arctique 35
Baie d'Hudson 37
Grands Bancs et mer du Labrador 39
Zone offshore de la Nouvelle-Écosse 42

Régions pionnières

Résumé statistique

Dépenses associées aux ressources en hydrocarbures dans les régions pionnières
1981-1985
(millions de $)



Bilan de l'activité dans les régions pionnières	1981	1982	1983	1984	1985
Accords d'exploration conclus	0	47	73	47	5
Puits commencés	23	56	95	120	99
Mètres forés	94 364	120 673	187 969	241 298	207 896
Puits achevés	22	52	90	123	103
Découvertes importantes	7	9	5	11	15
Programmes géophysiques exécutés	70	90	84	65	55
Études géophysiques (km)	84 845	117 803	106 749	63 817	57 091
Taux d'utilisation (mois-installations)	97	148	195	236	199

Inventaire des ressources des régions pionnières	Pétrole		Gaz naturel	
	Découvertes (millions de m³)	Potentielles	Découvertes (milliards de m³)	Potentielles
Côte ouest	0	50	0	270
Partie continentale des Territoires	51,0	95	21,4	312
Delta du Mackenzie et mer de Beaufort	183,1	1 464	284,2	2 151
Îles de l'Arctique et zone offshore de l'Est de l'Arctique	65,7	873	415,7	3 156
Baie d'Hudson	0	127	0	88
Grands Bancs et mer du Labrador	185,1	1 733	152,4	1 286
Zone offshore de la Nouvelle-Écosse	20,0	318	127,4	663
Total	504,9	4 660	1 001,1	7 926

Production de pétrole et de gaz dans les régions pionnières	1981	1982	1983	1984	1985
Production de pétrole (milliers de m³)					
Norman Wells	173	173	169	175	1 046
Bent Horn	–	–	–	–	30
Production de gaz naturel (millions de m³)					
Pointed Mountain	351	206	181	194	219
Norman Wells	47	56	46	41	225

Partie continentale des Territoires

Résumé statistique

Bilan des travaux	1981	1982	1983	1984	1985
Puits commencés					
Prospection et délimitation	3	0	4	18	15
Mise en valeur	0	30	57	67	39
Total	3	30	61	85	54
Puits achevés*					
Prospection et délimitation	2	1	3	15	17
Mise en valeur	0	28	57	69	38
Total	2	29	60	84	55
Mètres forés	4 063	26 457	48 598	80 804	53 924
Prospection et délimitation	4 063	2 461	3 608	28 769	23 968
Mise en valeur	0	23 996	44 990	52 035	29 956
Programmes géophysiques exécutés	2	8	12	20	17
Études géophysiques (km)	325	3 500	2 720	5 371	5 819

* *Dans la partie continentale des Territoires, où les travaux de prospection n'ont généralement lieu qu'en hiver, l'année d'achèvement du puits est celle au cours de laquelle il a atteint sa profondeur maximale, même s'il peut faire l'objet d'une réouverture l'année suivante aux fins d'essais.*

Bilan des ressources	1981	1982	1983	1984	1985
Ressources découvertes* — Mise à jour					
Gaz naturel (milliards de m³)	55,2	55,2	30,5	21,2	21,4
Pétrole (millions de m³)	40,0	44,5	44,2	52,3	51,0
Production de gaz naturel et de pétrole					
Pointed Mountain, gaz naturel (millions de m³)	351	206	181	194	219
Norman Wells, gaz naturel (millions de m³)	47	56	46	41	225
Norman Wells, pétrole (milliers de m³)	173	173	169	175	1 046

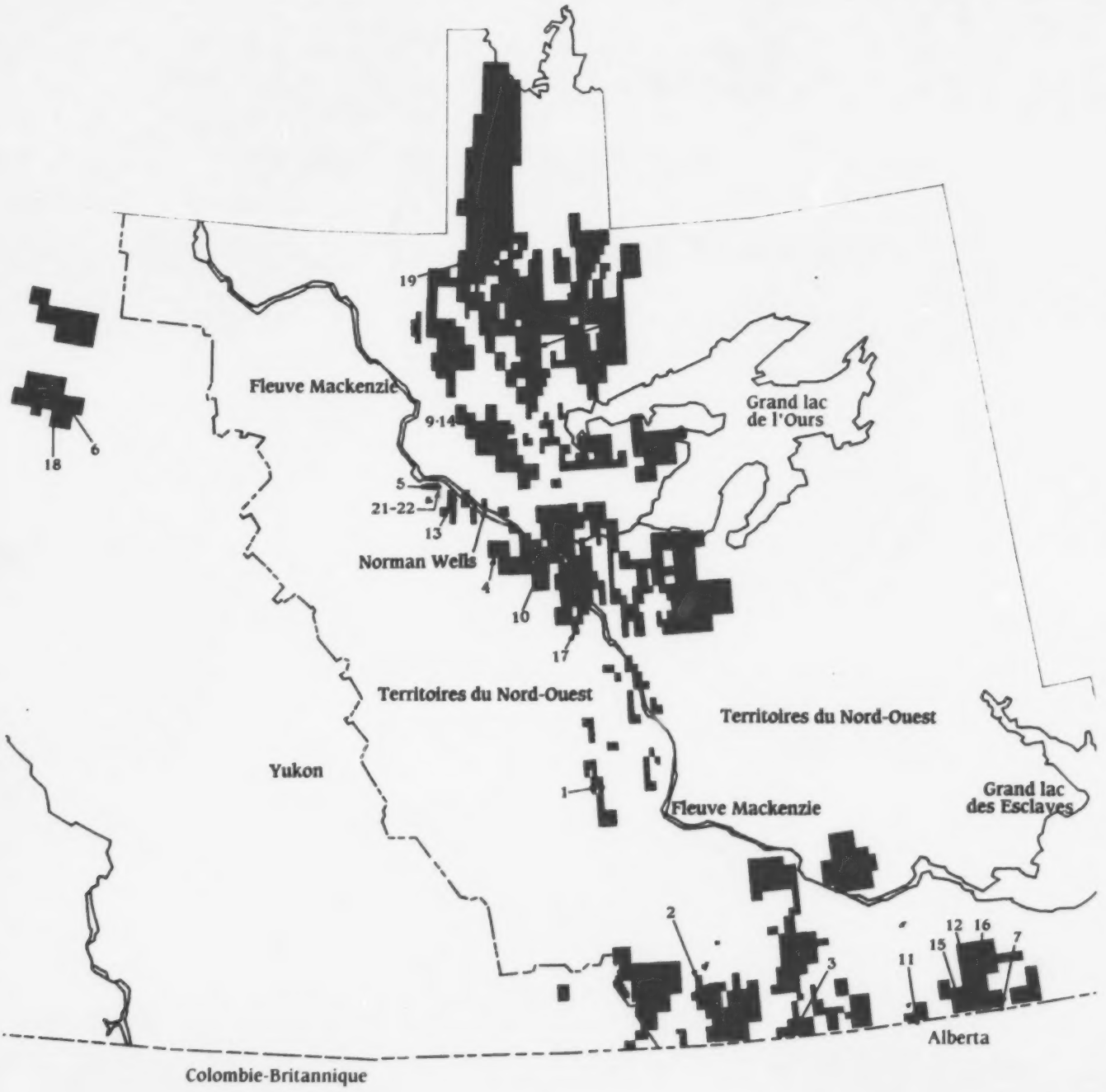
* *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

Bilan des retombées	1981	1982	1983	1984	1985
Installations de forage utilisées	3	4	5	14	11
Taux d'utilisation (mois-installations)	3	31	27	47	31
Dépenses effectuées (millions de $)					
Programmes géophysiques	3,8	31,8	26,3	48,2	60,0
Forages de prospection et de délimitation	3,4	21,0	12,5	49,5	69,3
Forages de mise en valeur	0	31,0	24,9	72,1	35,2
Installations de production	0	133,7	159,8	86,1	23,5
Total	7,2	217,5	223,5	255,9	188,0

Statut des parcelles	1981	1982	1983	1984	1985
Accords d'exploration (AE) conclus	0	0	27	7	0
Total des AE en cours	0	0	27	34	34
Parcelles visées par les AE (millions d'hectares)	0	0	7,4	1,4	0
Parcelles rétrocédées ou abandonnées	S/O	S/O	S/O	0,1	3,1
Parcelles détenues par des sociétés	21,0	18,2	13,7	12,3	9,2

Partie continentale des Territoires

Résumé statistique



Carte n°	Nom du puits	Latitude, longitude	Installation de forage	Début ou reprise, et fin des travaux	État/Résultats	Profondeur totale (en mètres)
1	Forward et al Dahadinni J-66	62°35'44'' N 124°41'57''W	*Mr. Gary*	84-02-12 84-03-11		
			Mr. Gary	85-02-05 85-03-01	Bouché et abandonné	1 850
2	NSM Arrowhead G-69	60°38'24'' N 122°57'02''W	*Regent 2*	84-02-13 84-03-30		
			Roll 'n Rig 10	85-01-06 85-01-23	Bouché et suspendu, découverte de gaz	2 500
3	Northcor et al Island River G-38	60°07'29'' N 121°06'10''W	*Guthrie MacLaren 5*	84-02-14 84-04-01		
			Roll 'n Rig 53	85-02-20 85-03-13	Bouché et abandonné	2 446
4	NSM Mirror Lake N-33	64°52'46'' N 126°51'52''W	*Peter Bawden 1*	84-03-06 84-04-07		
			Roll 'n Rig 53	85-01-02 85-01-13	Bouché et abandonné	2 026
5	AT&S Carcajou D-05	65°34'13'' N 128°16'43''W	*Kenting 33*	84-12-19 85-01-22		
			Beta 60	85-02-07 85-02-24	Bouché et suspendu	755
6	Exco et al West Parkin Y.T. D-54	66°13'10'' N 137°26'10''W	*Custom Drilling 94*	84-12-20 85-02-19	Bouché et suspendu	1 811
7	Exco et al Cameron River L-11	60°00'38'' N 117°03'28''W	*Arnco 1*	84-12-23 85-01-17	Bouché et abandonné	1 105
8	PCI et al Tweed Lake M-47	66°56'47'' N 125°54'09''W	*Atco/Equtak 76*	85-01-11 85-02-24	Bouché et suspendu, découverte de gaz	1 420
9	Exco et al Tunago N-37	66°06'50'' N 126°22'00''W	*Mr. Ben*	85-01-12 85-01-31	Obstrué accidentellement et abandonné	319
10	NSM Windy Island A-53	64°52'01'' N 125°39'37''W	*Peter Bawden 1*	85-01-16 85-02-10	Bouché et abandonné	1 500
11	Home Silt Lake South G-21	60°00'25'' N 118°49'22''W	*Hi Tower 17*	85-01-19 85-02-26	Bouché et abandonné	1 846
12	Exco et al Cameron I-16	60°05'43'' N 117°32'02''W	*Arnco 1*	85-01-21 85-02-16	Bouché et suspendu, découverte de gaz	1 490
13	AT&S Hoosier F-27	65°26'16'' N 127°49'59''W	*Kenting 33*	85-01-28 85-03-01	Bouché et abandonné	1 321
14	Exco et al Tunago 2N-37	66°06'50'' N 126°22'00''W	*Mr. Ben*	85-02-04 85-03-16	Bouché et abandonné	1 626
15	Northcor et al Kakisa River F-56	60°05'27'' N 117°55'28''W	*Badger 2*	85-02-17 85-03-21	Bouché et abandonné	1 711
16	Exco et al Cameron Hills I-10	60°09'39'' N 117°30'04''W	*Arnco 1*	85-02-19 85-04-02	Bouché et suspendu	1 613
17	Esso AT&S et al Keele South E-19	64°08'24'' N 125°03'42''W	*Peter Bawden 1*	85-02-21 85-03-31	Bouché et suspendu	2 450
18	Exco et al North Chance Y.T. D-22	66°11'06'' N 137°35'33''W	*Custom Drilling 94*	85-03-01 85-04-08	Bouché et abandonné	1 830
19	PCI Westcoast et al K'ahbami H-56	67°45'27'' N 127°24'49''W	*Atco/Equtak 76*	85-03-05 85-04-07	Bouché et abandonné	1 605
20	PCI Canterra Tweed Lake A-67 (Délimitation Tweed Lake)	66°56'12'' N 125°56'19''W	*Atco/Equtak 76*	85-11-13 85-12-23	Bouché et suspendu	1 347
21	AT&S Texaco Maida Creek 0-65	65°34'53'' N 128°11'47''W	*Jade 5*	85-12-15 85-12-21	Obstrué accidentellement et abandonné	191
22	AT&S Texaco Maida Creek 20-65	65°34'53'' N 128°11'47''W	*Jade 5*	85-12-24	Forage en cours	547

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Résumé statistique

Bilan des travaux	1981	1982	1983	1984	1985
Puits commencés					
Prospection et délimitation	4	8	11	6	19
Puits achevés*					
Prospection et délimitation	6	8	4	12	16
Mètres forés					
Prospection et délimitation	29 055	23 580	37 381	31 682	48 370
Programmes géophysiques exécutés	11	10	9	13	8
Études géophysiques (km)	13 052	6 355	7 684	7 959	4 700

* *Dans la mer de Beaufort, où les travaux exécutés à partir de navires flottants sont saisonniers et peuvent même se prolonger durant plus d'une saison dans le cas de certains puits, l'année de l'achèvement du puits est celle durant laquelle il a atteint sa profondeur totale.*

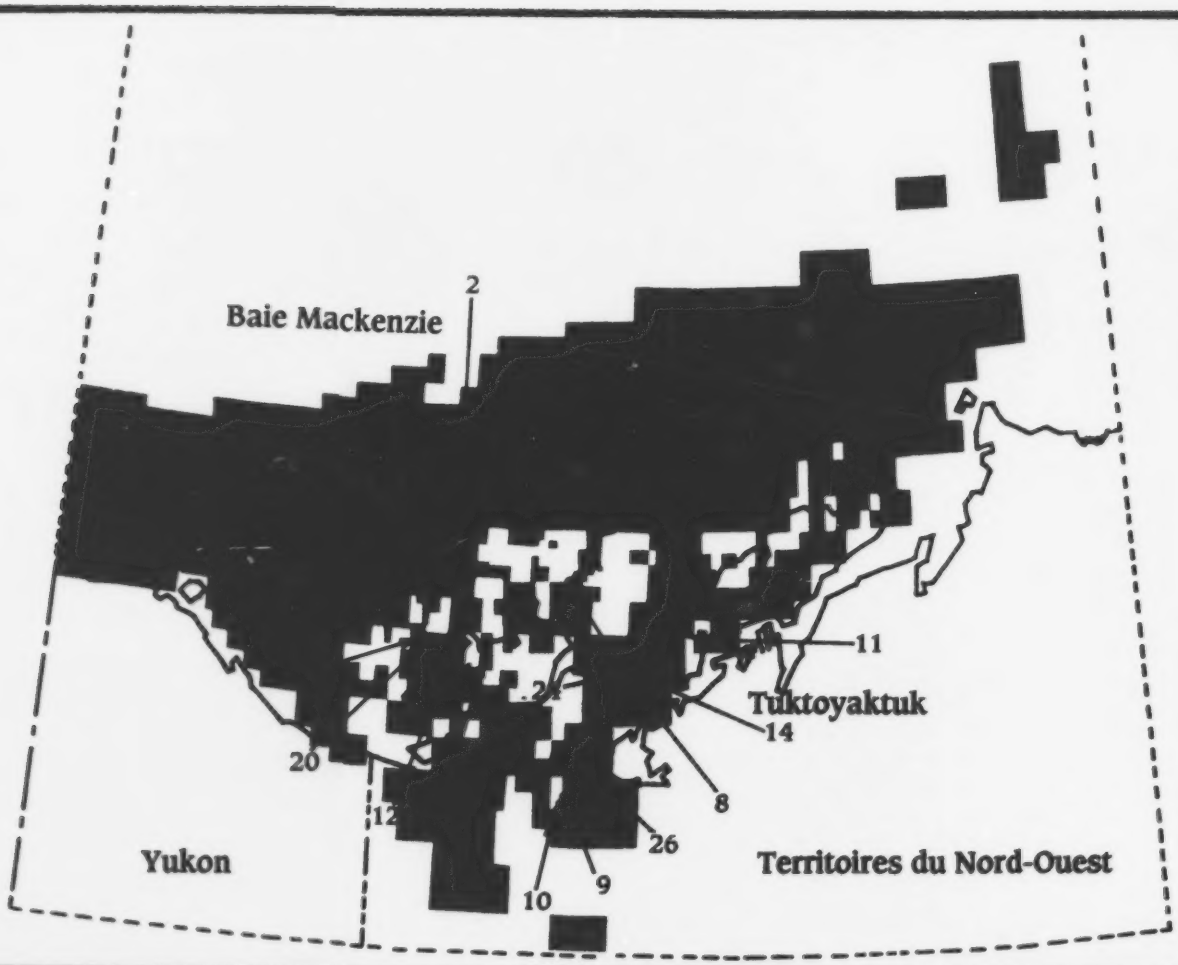
Bilan des ressources	1981	1982	1983	1984	1985
Ressources découvertes* — Mise à jour					
Gaz naturel (milliards de m^3)	246,5	254,8	286,5	279,5	284,2
Pétrole (millions de m^3)	93,2	111,3	133,0	130,4	183,1

* *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

Bilan des retombées	1981	1982	1983	1984	1985
Installations de forage utilisées	6	8	9	11	13*
Taux d'utilisation (mois-installations)	24	28	31	39	43
Dépenses effectuées (millions de $)					
Programmes géophysiques	20,8	18,3	28,1	27,2	38,4
Forages de prospection et de délimitation	540,0	600,0	629,8	786,4	760,5
Total	560,8	618,3	657,9	813,6	798,9

* *En 1985, deux installations de forage ont servi à deux endroits: la partie continentale des Territoires et le delta du Mackenzie.*

Statut des parcelles	1981	1982	1983	1984	1985
Accords d'exploration (AE) conclus	0	6	9	9	0
Total des AE en cours	0	6	15	24	23
Parcelles visées par les AE (millions d'hectares)	0	2,3	6,8	1,8	0
Parcelles rétrocédées ou abandonnées	S/O	S/O	S/O	0,3	1,6
Parcelles détenues par des sociétés	14,9	11,6	9,2	8,9	7,3



Carte n°	Nom du puits	Latitude, longitude	Installation de forage	Début ou reprise, et fin des travaux	État/Résultats	Profondeur totale (en mètres)
1	Dome et al Havik B-41	70°20'11'' N 132°13'05''W	*Explorer III*	83-07-17 83-07-29		
			Explorer II	83-09-13 83-09-29		
			Explorer II	84-06-29 84-10-06		
			Explorer I	85-08-22 85-09-30	Bouché et suspendu	4 750
2	Dome et al Arluk E-90	70°19'24'' N 135°26'35''W	*Explorer III*	83-07-30 83-09-19		
			Explorer III	84-07-31 84-10-22		
			Explorer IV	85-09-24 85-10-13	Bouché et abandonné	4 300
3	Esso Home et al Amerk O-09	69°58'56'' N 133°30'53''W	*SCRI Esso Rig 7*	84-08-22 85-03-03	Bouché et abandonné, découverte de gaz	5 000

Delta du Mackenzie et mer de Beaufort

Résumé statistique

Carte n°	Nom du puits	Latitude, longitude	Installation de forage	Début ou reprise, et fin des travaux	État/Résultats	Profondeur totale (en mètres)
4	Dome et al Nerlerk J-67 (Délimitation Nerlerk)	70°26'42" N 133°19'29"W	*Kulluk*	84-09-26 84-10-15		
			Kulluk	85-08-17 85-10-23	Bouché et abandonné	4 904
5	Esso Trillium Adgo H-29 (Délimitation Adgo)	69°28'23" N 135°50'21"W	*Kenting 32*	84-09-27 85-01-12	Bouché et abandonné, gaz	3 314
6	Esso PCI Home et al Nipterk L-19	69°48'38" N 135°19'53"W	*Esso Rig 3*	84-10-03 85-03-23	Bouché et abandonné, découverte de pétrole et de gaz	3 879
7	Gulf et al Akpak P-35	70°14'52" N 134°09'24"W	*Kulluk*	84-10-17 84-11-08		
			Kulluk	85-06-10 85-07-07	Obstrué par accident et abandonné	2 169
8	Esso PCI Home et al Tuk J-29 (Délimitation Tuk Cretaceous)	69°18'43" N 133°05'51"W	*Esso Rig 2*	85-01-10 85-04-20	Bouché et abandonné, découverte de pétrole et de gaz	3 176
9	Gulf et al Onigat D-52	68°41'01" N 133°44'24"W	*Spartan 20*	85-01-23 85-02-12	Bouché et abandonné	1 409
10	Gulf et al Shakgatlatachig D-50	68°39'07" N 133°57'08"W	*Spartan 20*	85-02-21 85-03-22	Bouché et abandonné	2 061
11	Esso PCI Home et al Itkrilek B-52	69°31'14" N 131°58'32"W	*Kenting 33*	85-03-21 85-04-04	Bouché et abandonné	1 284
12	Chevron Trillium Upluk L-42	69°21'38" N 135°27'29"W	*Spartan 10*	85-03-22 85-05-08		
			Spartan 10	85-06-29 85-07-19	Bouché et suspendu	3 350
13	Esso Home et al Taglu West H-06	69°25'22" N 135°00'28"W	*Kenting 32*	85-03-26 85-09-05	Bouché et abandonné	4 200
14	Esso PCI Home et al Tuk H-30 (Délimitation Tuk Tertiary)	69°19'21" N 133°05'14"W	*Kenting 33*	85-04-21 85-05-06		
			Roll'n Rig 12	85-11-24 85-12-28	Bouché et abandonné	1 399
15	Esso PCI Home et al Nipterk L-19A (Délimitation Nipterk)	69°48'38" N 135°19'53"W	*Esso Rig 3*	85-04-21 85-07-21	Bouché et abandonné, pétrole et gaz	3 520
16	Gulf et al Akpak 2P-35	70°14'52" N 134°09'23"W	*Kulluk*	85-07-08 85-08-14	Bouché et abandonné	3 673
17	Dome et al Adlartok P-09	69°38'52" N 137°45'28"W	*Explorer III*	85-08-08 85-10-17	Bouché et abandonné, découverte de pétrole	2 647
18	Dome et al Edlok N-56	69°45'50" N 140°14'22"W	*Explorer IV*	85-08-10 85-09-16	Bouché et abandonné	2 530
19	Gulf et al Amauligak 1-65 (Délimitation Amauligak)	70°04'40" N 133°48'16"W	*Molikpaq*	85-09-24	Essais	4 126
20	Esso Trillium et al Adgo G-24 (Délimitation Adgo)	69°23'29" N 135°50'50"W	*Kenting 32*	85-10-07	Essais	3 087
21	Gulf et al Aagnerk E-56	69°45'16" N 136°59'56"W	*Kulluk*	85-10-28 85-11-10	Bouché et suspendu	875
22	Esso PCI Home et al Minuk I-53	69°42'35" N 136°27'32"W	*Esso Rig 3*	85-11-27	Forage en cours	1 718
23	Esso PCI Home et al Tuktuk A-12 (Délimitation Tuk Tertiary)	69°21'00" N 133°03'00"W	*Esso Rig 2*	85-12-02	Forage en cours	1 790
24	Esso PCI Home et al Tuk G-39 (Délimitation Tuk Tertiary)	69°18'23" N 133°08'43"W	*Kenting 33*	85-12-05	Forage en cours	1 797
25	Esso PCI Home et al Tuk B-40 (Délimitation Tuk Tertiary)	69°19'14" N 133°08'20"W	*Spartan 20*	85-12-09	Forage en cours	1 590
26	Gulf et al Parsons F-02	68°51'21" N 133°31'50"W	*Peter Bawden 1*	85-12-22	Forage en cours	505

Îles de l'Arctique et zone offshore de l'Est de l'Arctique

Résumé statistique

Bilan des travaux	1981	1982	1983	1984	1985
Puits commencés					
Prospection et délimitation	6	7	4	3	3
Puits achevés					
Prospection et délimitation	5	6	5	4	3
Mètres forés					
Prospection et délimitation	14 712	18 987	12 087	11 007	6 185
Programmes géophysiques exécutés	7	6	2	1	0
Études géophysiques (km)	2 425	5 126	1 142	601	0

Bilan des ressources	1981	1982	1983	1984	1985
Ressources découvertes* – Mise à jour					
Gaz naturel (milliards de m³)	326,5	379,5	372,2	390,1	415,7
Pétrole (millions de m³)	42,0	47,7	76,1	49,3	65,7
Production de gaz naturel et de pétrole					
Bent Horn, pétrole (milliers de m³)	S/O	S/O	S/O	S/O	30

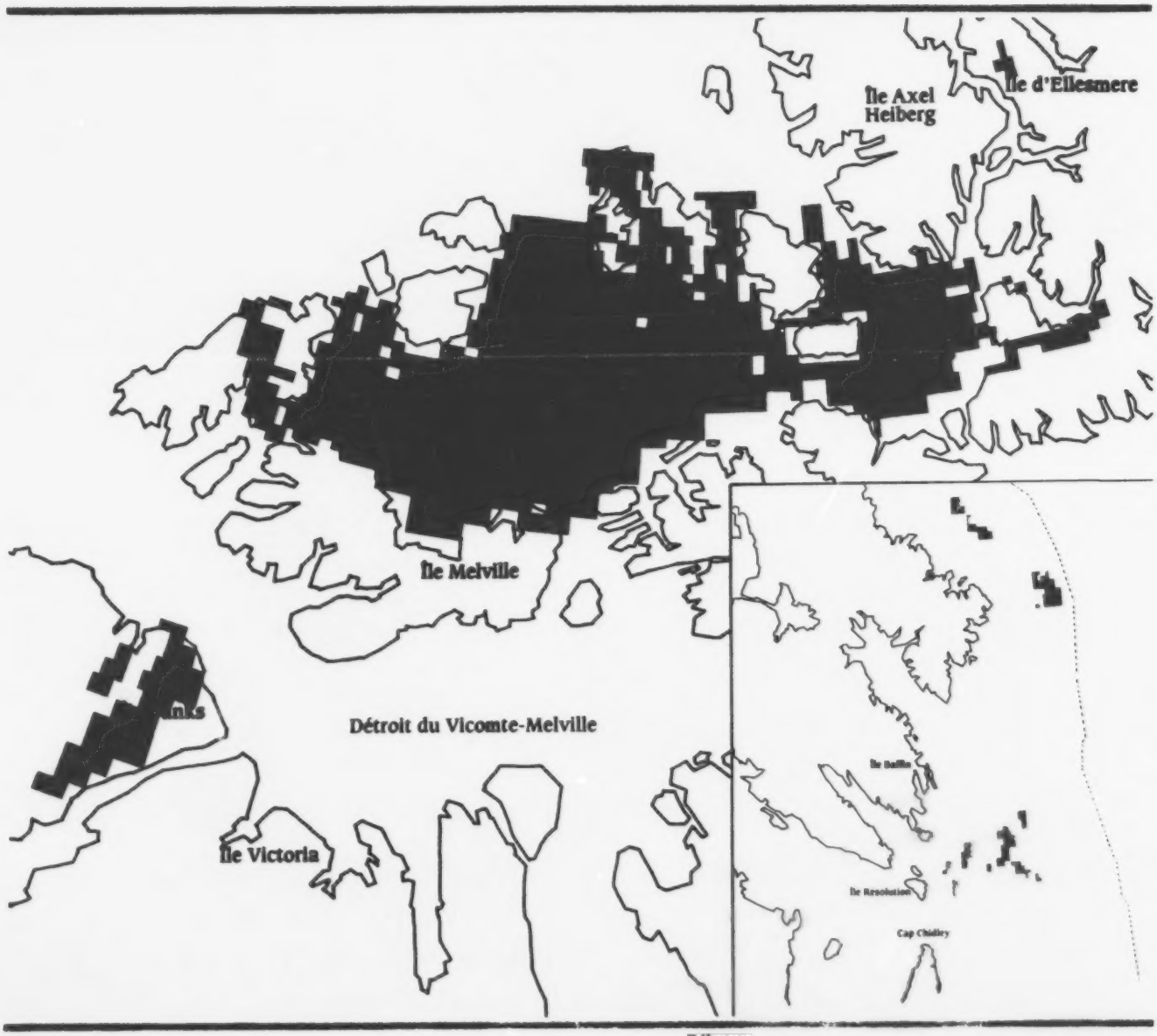
* *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

Bilan des retombées	1981	1982	1983	1984	1985
Installations de forage utilisées	3	6	4	4	3
Taux d'utilisation (mois-installations)	15	19	17	13	9
Dépenses effectuées (millions de $)					
Programmes géophysiques	9,1	15,6	6,2	4,6	0,2
Forages de prospection et de délimitation	59,5	122,5	67,8	64,0	48,0
Installations de production	0	0	0	0	7,8
Total	68,6	138,1	74,0	68,6	56,0

Statut des parcelles	1981	1982	1983	1984	1985
Accords d'exploration (AE) conclus	0	21	0	3	1
Total des AE en cours	0	21	21	24	25
Parcelles visées par les AE (millions d'hectares)	0	24,5	0	1,5	0,7
Parcelles rétrocédées ou abandonnées	S/O	S/O	S/O	0,9	1,4
Parcelles détenues par des sociétés	33,1	24,5	17,3	15,8	15,1

Îles de l'Arctique et zone offshore de l'Est de l'Arctique

Résumé statistique



Carte n°	Nom du puits	Latitude, longitude	Installation de forage	Début ou reprise, et fin des travaux	État/Résultats	Profondeur totale (en mètres)
1	Panarctic et al Cape Allison C-47	77°46'05" N 100°17'21"W	*Panarctic Rig A*	85-01-31 85-05-08	Bouché et abandonné, découverte de pétrole et de gaz	2 100
2	Panarctic et al East Drake L-06	76°25'35" N 107°33'18"W	*Panarctic Rig B*	85-02-15 85-04-16	Bouché et abandonné, découverte de gaz	1 300
3	Panarctic et al Skybattle Bay M-11	77°10'56" N 105°06'44"W	*Panarctic Rig C*	85-10-17 85-12-30	Bouché et abandonné	2 785

Baie d'Hudson

Résumé statistique

Bilan des travaux	1981	1982	1983	1984	1985
Puits commencés					
Prospection et délimitation	0	0	0	0	2
Puits achevés					
Prospection et délimitation	0	0	0	0	2
Mètres forés					
Prospection et délimitation	0	0	0	0	3 255
Programmes géophysiques exécutés	0	1	2	2	0
Études géophysiques (km)	0	5 488	8 447	491	0

Bilan des ressources	1981	1982	1983	1984	1985
Ressources découvertes* – Mise à jour					
Gaz naturel (milliards de m³)	0	0	0	0	0
Pétrole (millions de m³)	0	0	0	0	0

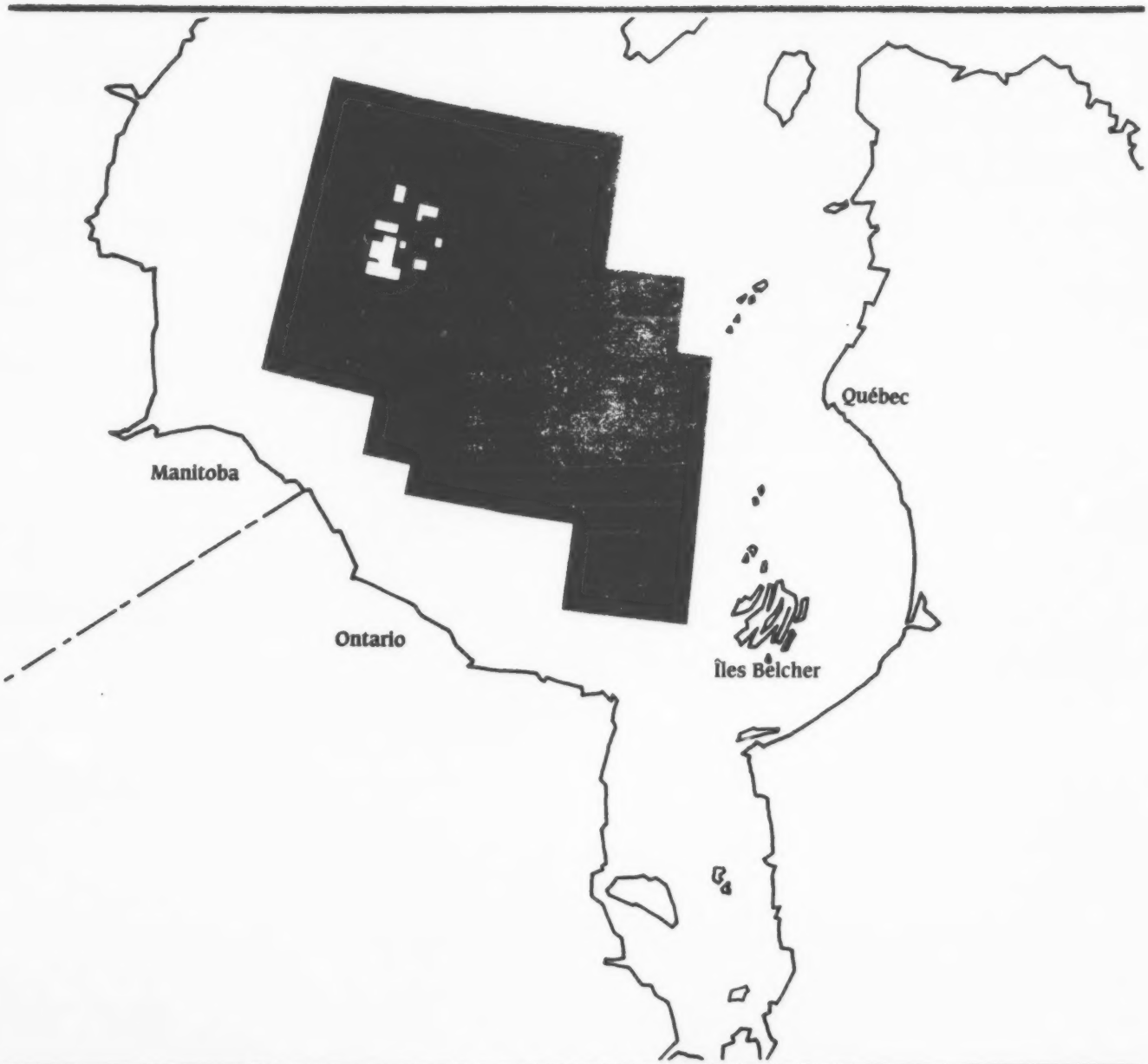
** Telles que signalées au cours des années précédentes.*

Bilan des retombées	1981	1982	1983	1984	1985
Installations de forage utilisées	0	0	0	0	1
Taux d'utilisation (mois-installations)	0	0	0	0	3
Dépenses effectuées (millions de $)					
Programmes géophysiques	0	6,5	7,0	1,1	0
Forages de prospection et de délimitation	0	0	0	0	37,4
Total	0	6,5	7,0	1,1	37,4

Statut des parcelles	1981	1982	1983	1984	1985
Accords d'exploration (AE) conclus	0	0	0	0	2
Total des AE en cours	0	0	0	0	2
Parcelles visées par les AE (millions d'hectares)	0	0	0	0	23,3
Parcelles rétrocédées ou abandonnées	S/O	S/O	S/O	6,3	0,2
Parcelles détenues par des sociétés	30,6	30,6	30,6	24,2	23,1

Baie d'Hudson

Résumé statistique



Carte n°	Nom du puits	Latitude, longitude	Installation de forage	Début ou reprise, et fin des travaux	État/Résultats	Profondeur totale (en mètres)
1	Trillium Soquip Onexco et al Beluga O-23	59°12'54'' N 88°33'27''W	*Neddrill 2*	85-07-28 85-09-15	Bouché et abandonné	2 215
2	ICG Sogepet et al Netsiq N-01	59°50'48'' N 87°31'00''W	*Neddrill 2*	85-09-15 85-10-20	Bouché et abandonné	1 040

Grands Bancs et mer du Labrador

Résumé statistique

Bilan des travaux	1981	1982	1983	1984	1985
Puits commencés Prospection et délimitation	8	5	7	12	11
Puits achevés Prospection et délimitation	8	4	10	10	13
Mètres forés Prospection et délimitation	38 540	23 105	29 815	46 759	49 098
Programmes géophysiques exécutés	34	33	21	12	16
Études géophysiques (km)	41 874	61 411	48 261	27 808	19 758

Bilan des ressources	1981	1982	1983	1984	1985
Ressources découvertes* – Mise à jour Gaz naturel (milliards de m³)	124,0	124,0	126,7	145,2	152,4
Pétrole (millions de m³)	230,5	257,5	211,5	159,9	185,1

* *Telles que signalées au cours des années précédentes.*

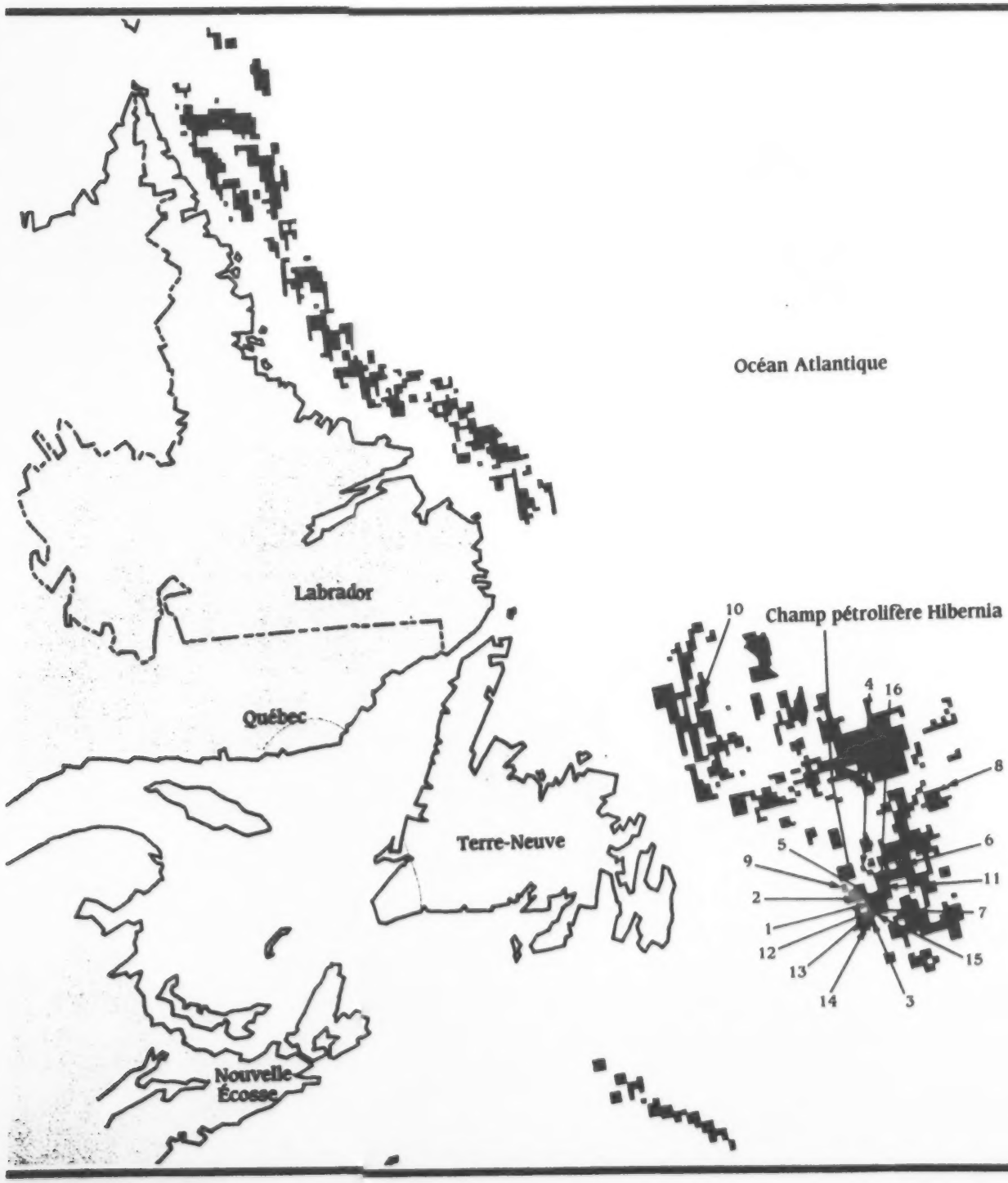
Bilan des retombées	1981	1982	1983	1984	1985
Installations de forage utilisées	6	7	9	9	8*
Taux d'utilisation (mois-installations)	42	31	48	54	63
Dépenses effectuées (millions de $)					
Programmes géophysiques	43,8	71,6	57,4	27,8	27,3
Forages de prospection et de délimitation	308,0	210,0	436,9	485,9	630,0
Total	351,8	281,6	494,3	513,7	657,3

* *Trois installations de forage ont servi au large de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve en 1985.*

Statut des parcelles	1981	1982	1983	1984	1985
Accords d'exploration (AE) conclus	0	0	32	13	0
Total des AE en cours	0	0	32	41	38
Parcelles visées par les AE (millions d'hectares)	0	0	10,3	6,0	0
Parcelles rétrocédées ou abandonnées	S/O	S/O	S/O	8,6	10,9
Parcelles détenues par des sociétés	29,1	29,1	24,6	22,0	11,9

Grands Bancs et mer du Labrador

Résumé statistique



Carte n°	Nom du puits	Latitude, longitude	Installation de forage	Début ou reprise, et fin des travaux	État/Résultats	Profondeur totale (en mètres)
1	Petro-Canada et al West Ben Nevis B-75	46°35'01" N 48°26'04"W	*Bow Drill I*	84-07-15 85-04-03		
			Sedco 710	85-04-27 85-07-18	Bouché et abandonné, découverte de pétrole	4 987
2	Mobil et al Mara M-54	46°43'48" N 48°38'45"W	*John Shaw*	84-10-21 85-05-14	Bouché et abandonné, découverte de pétrole	4 446
3	Canterra PCI et al Beothuk M-05	46°24'49" N 48°31'14"W	*Vinland*	84-11-05 85-01-25	Bouché et abandonné, pétrole	3 779
4	HBV et al Conquest K-09	47°08'35" N 48°15'45"W	*Bow Drill II*	84-11-13 85-07-26	Bouché et abandonné	4 968
5	HBV et al North Ben Nevis P-93	46°42'48" N 48°28'34"W	*Bow Drill III*	84-12-18 85-11-01	Bouché et abandonné, découverte de pétrole et de gaz	5 282
6	HBV et al Panther P-52	47°01'53" N 47°37'44"W	*Sedco 706*	85-01-10 85-01-22		
			Bow Drill III	85-11-06	Forage en cours	3 650
7	Petro-Canada et al North Trinity H-71 (Délimitation Hebron)	46°30'24" N 48°25'36"W	*Vinland*	85-01-27 85-09-02	Bouché et abandonné	4 758
8	Esso Parex et al Baccalieu I-78	47°57'42" N 46°10'51"W	*Sedco 709*	85-05-15 85-09-14	Bouché et abandonné	5 135
9	Mobil et al Mercury K-76	46°55'35" N 48°56'34"W	*John Shaw*	85-05-19 85-09-15	Bouché et abandonné	5 213
10	BP et al Baie Verte J-57	50°16'44" N 51°07'54"W	*Bow Drill I*	85-07-10 85-10-16	Bouché et abandonné	4 911
11	HBV et al Whiterose J-49 (Délimitation Whiterose)	46°48'31" N 48°06'27"W	*Bow Drill II*	85-07-27 85-12-11	Bouché et abandonné, pétrole et gaz	4 561
12	Petro-Canada et al Terra Nova K-07 (Délimitation Terra Nova)	46°26'44" N 48°30'58"W	*Vinland*	85-09-05 85-11-21	Bouché et suspendu, pétrole	3 550
13	Canterra PCI et al Terra Nova K-17	46°26'44" N 48°32'32"W	*Sedco 710*	85-09-25 85-11-14	Bouché et abandonné	3 250
14	Petro-Canada et al Gambo N-70	46°19'52" N 48°39'55"W	*Sedco 710*	85-11-16 85-12-28	Bouché et abandonné	2 515
15	Petro-Canada et al Terra Nova I-97 (Délimitation Terra Nova)	46°26'44" N 48°28'49"W	*Vinland*	85-11-26	Forage en cours	2 452
16	HBV et al Whiterose L-61 (Délimitation Whiterose)	46°50'35" N 48°10'28"W	*Bow Drill II*	85-12-18	Forage en cours	1 677

En 1985, les puits suivants, dont le forage avait été suspendu ou abandonné au cours des années précédentes, ont été complètement abandonnés.

Mobil et al Sheridan J-87
Mobil et al North Dana I-43
Mobil et al Hibernia B-08
Mobil et al Hibernia B-27
Mobil et al Hibernia C-96
Chevron et al Hibernia P-15
Petro-Canada et al Pining E-16
HBV et al Archer K-19
Mobil et al Hibernia K-14
Mobil et al Hebron I-13
Mobil et al Hibernia J-34
Mobil et al Hibernia K-18
Mobil et al Hibernia O-35
Mobil et al Nautilus C-92
Mobil et al Ben Nevis I-45

Zone offshore de la Nouvelle-Écosse (comprend le golfe du Saint-Laurent)

Résumé statistique

Bilan des travaux	1981	1982	1983	1984	1985
Puits commencés					
Prospection et délimitation	2	6	12	14	10
Puits achevés					
Prospection et délimitation	1	5	11	13	14
Mètres forés					
Prospection et délimitation	7 994	28 544	60 088	71 046	47 064
Programmes géophysiques exécutés	16	32	38	17	14
Études géophysiques (km)	27 169	35 923	38 495	21 587	26 814

Bilan des ressources	1981	1982	1983	1984	1985
Ressources découvertes* – Mise à jour					
Gaz naturel (milliards de m³)	60,4	79,3	108,7	122,6	127,4
Pétrole (millions de m³)	8,2	8,2	13,7	16,7	20,0

** Telles que signalées au cours des années précédentes.*

Bilan des retombées	1981	1982	1983	1984	1985
Installations de forage utilisées	2	6	9	10	8*
Taux d'utilisation (mois-installations)	13	39	72	83	50
Dépenses effectuées (millions de $)					
Programmes géophysiques	25,2	43,8	50,5	23,2	29,2
Forage de prospection et de délimitation	65,0	220,0	579,4	594,7	452,0
Total	90,2	263,8	629,9	617,9	481,2

** Trois installations de forage ont servi au large de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve en 1985.*

Statut des parcelles	1981	1982	1983	1984	1985
Accords d'exploration (AE) conclus	0	20	5	15	2
Total des AE en cours	0	20	25	30	28
Parcelles visées par les AE (millions d'hectares)	0	9,0	0,5	10,5	0,9
Parcelles rétrocédées ou abandonnées	S/O	S/O	1,6	8,5	2,8
Parcelles détenues par des sociétés	20,2	20,2	20,0	6,3	4,2

Îles-de-la-Madeleine
Terre-Neuve
Île-du-Prince-Édouard
Nouveau-Brunswick
Nouvelle-Écosse
Île de Sable
1-7-14
2
3
4
5
6
8
9
10
11
12
13
15
16

Zone offshore de la Nouvelle-Écosse (comprend le golfe du Saint-Laurent)

Résumé statistique

Carte n°	Nom du puits	Latitude, longitude	Installation de forage	Début ou reprise, et fin des travaux	État/Résultats	Profondeur totale (en mètres)
1	Mobil et al West Venture N-91	44°00'46" N 59°44'27"W	*Zapata Scotian*	84-04-19 85-07-04	Bouché et abandonné, découverte de gaz	5 547
2	Mobil et al West Venture C-62	44°01'03" N 59°40'01"W	*Rowan Juneau*	84-05-19 85-03-14	Bouché et abandonné, découverte de gaz	5 522
3	BVH et al Hesper P-52	44°41'51" N 57°52'48"W	*Rowan Gorilla I*	84-08-31 85-05-02	Bouché et abandonné	5 679
4	Shell PCI et al Glenelg H-38 (Délimitation Glenelg)	43°37'19" N 60°04'49"W	*Sedco 709*	84-10-26 85-01-26	Bouché et abandonné	4 865
5	Petro-Canada Texaco et al Albatross B-13	42°42'11" N 63°02'12"W	*Sedco 710*	84-12-13 85-03-28	Bouché et abandonné	4 046
6	Home et al Citadel H-52	44°11'25" N 58°52'40"W	*Glomar Labrador I*	84-12-18 85-05-29	Bouché et abandonné	5 666
7	Mobil et al West Venture N-01 (Puits de secours)	44°00'59" N 59°45'52"W	*Rowan Gorilla III*	85-01-20 85-06-29	Bouché et abandonné	3 632
8	Shell PCI et al Alma K-85 (Délimitation Alma)	43°34'44" N 60°43'02"W	*Sedco 709*	85-01-29 85-04-10	Bouché et abandonné, gaz	3 602
9	Mobil et al Thebaud I-93 (Délimitation Thebaud)	43°52'44" N 60°13'51"W	*Rowan Juneau*	85-03-27 85-09-27	Bouché et abandonné, gaz	5 166
10	Petro-Canada et al Shelburne G-29	42°38'27" N 63°33'33"W	*Sedco 710* *Sedco 710*	85-03-31 85-04-06 85-08-07 85-09-16	 Bouché et abandonné	 4 005
11	Shell PCI et al Peskowesk A-99	44°28'14" N 58°58'41"W	*Sedco 706*	85-04-22 85-06-13	Bouché et abandonné	4 003
12	Shell PCI et al Kegeshook G-67	44°06'29" N 60°24'31"W	*Glomar Labrador I*	85-06-11 85-07-29	Bouché et abandonné	3 540
13	Shell PCI et al Merigomish C-52	43°31'03" N 60°38'34"W	*Sedco 706*	85-06-15 85-08-12	Bouché et abandonné	3 950
14	Mobil et al West Olympia O-51	44°00'48" N 59°53'04"W	*Rowan Gorilla I*	85-06-23 85-11-09	Bouché et abandonné, découverte de gaz	4 816
15	Shell PCI et al North Triumph G-43	43°42'19" N 59°51'23"W	*Sedco 709*	85-09-26	Forage en cours	4 319
16	Petro-Canada et al Cohasset A-52 (Délimitation Cohasset)	43°51'08" N 60°37'44"W	*Rowan Gorilla I*	85-12-20	Forage en cours	854

Glossaire

Appel d'offres: Avis publié dans *La Gazette du Canada* ou dans une autre publication, par lequel le Ministre demande que l'on présente des soumissions relativement aux terres de réserve de la Couronne (auparavant appelé demande de propositions).

Canalisation de chargement par gravité: Pipeline qui utilise la différence d'élévation (c'est-à-dire la gravité) pour permettre au liquide de s'écouler librement de l'aire de stockage jusqu'au navire de transport.

Condensats: Hydrocarbures qui se présentent sous forme gazeuse aux températures et aux pressions souterraines, mais qui passent à l'état liquide à la température et à la pression de surface.

Découverte exploitable: Découverte de pétrole ou de gaz naturel qui justifie l'investissement et les travaux nécessaires à la mise en production.

Demande d'inclusion de terres dans un appel d'offres: Avis invitant les parties intéressées à désigner des parcelles de terres pour qu'elles soient incluses dans un appel d'offres.

Équipement de forage sous pression élevée: Assemblage composé de blocs obturateurs antiéruption et d'un vérin hydraulique que l'on utilise pour enfoncer la tige de forage et d'autres outils dans un puits, malgré la pression.

Hectare (ha): Un hectare équivaut à 10 000 m^2 ou 2,47 acres.

Hydrocarbure: Composé naturel formé principalement d'atomes d'hydrogène et de carbone, sous forme solide, liquide ou gazeuse.

Hypothermie: Abaissement de la température du corps au-dessous de la normale, causé la plupart du temps par une exposition à de basses températures ambiantes.

Île de sable sacrificielle: Île faite de sable entassé par dragage ou par d'autres moyens, et dont les plages ont des pentes douces afin de résister à l'érosion des vagues.

Île retenue par caissons d'acier: Installation de forage utilisée actuellement dans la mer de Beaufort, et qui se compose de huit segments de caissons réutilisables, remplis de sable et disposés en octogone, de façon à former une île sur laquelle sera assemblée la plate-forme de forage.

Mètre cube de gaz: Équivaut à 35,301 pi^3 à une pression atmosphérique de 760 mm de mercure au niveau de la mer (14,73 lb/po^2).

Mètre cube de pétrole: Équivaut à 6,2898 barils de réservoir de stockage américain.

Navire de forage: Plate-forme de forage mobile obtenue par transformation d'un navire ou spécialement conçue et construite pour le forage de pétrole et de gaz en haute mer.

Permis de prospection: Permis accordant le droit d'explorer, et le droit exclusif de forer et de faire des analyses pour trouver du pétrole, ainsi que le droit exclusif d'obtenir une licence de production, sous réserve de conformité à d'autres dispositions de la *Loi sur les ressources du Canada en hydrocarbures* (auparavant accord d'exploration).

Plan de mise en valeur: Plan décrivant les puits et les autres installations proposées pour mettre en valeur un champ d'hydrocarbures.

Plate-forme autoélévatrice: Plate-forme de forage que l'on élève au-dessus du niveau de la mer après son arrivée à l'emplacement du puits, en installant des supports (montants) sur le fond marin et en surélevant la coque à l'aide d'un système de vérins.

Plate-forme de forage mobile offshore: Tout navire capable d'effectuer des opérations de forage pour l'exploration ou pour l'exploitation de ressources localisées sous le fond marin.

Plate-forme de glace: Partie d'une banquise de glace qui a été épaissie spécialement pour supporter une installation de forage terrestre classique, permettant le forage d'un puits en eau profonde entre les masses de terre de l'Arctique.

Positionnement dynamique: Technique qui consiste à maintenir un navire au-dessus d'un puits en cours de forage au moyen de dispositifs de propulsion intégrés.

Puits abandonné: Tout puits qui a été obturé de façon permanente.

Puits achevé: Puits prêt à produire du pétrole ou du gaz naturel.

Puits de délimitation: Puits de déviation, de limite ou d'extension relié à une découverte importante dans une même structure géologique, afin de déterminer l'importance et les possibilités commerciales de l'accumulation de pétrole ou de gaz contenue dans le puits de découverte.

Puits de développement: Puits foré dans le cadre d'un plan de mise en valeur.

Puits de secours: Puits foré pour aider à maîtriser une éruption dans un puits existant.

Puits de prospection: Puits foré dans une structure géologique où aucune découverte importante n'a déjà été faite (synonyme de puits de reconnaissance).

Puits sec: Puits dans lequel le pétrole ou le gaz n'a pas jailli en quantité suffisante.

Puits suspendu: Puits dans lequel les opérations de forage ou de production ont cessé temporairement.

Puits terminé: Puits qui a atteint sa profondeur totale et qui a été abandonné, achevé ou suspendu.

Réchauffeur au glycol: Installation qui réchauffe un mélange d'eau et de glycol pour réchauffer le pétrole dans le réservoir de stockage.

Semi-submersible: Plate-forme de forage mobile offshore qui est stabilisée par lestage de ses pontons (bases) et de ses colonnes à une profondeur prédéterminée au cours des opérations de forage. Utilisée fréquemment dans les mers agitées.

Usine de séparation: Ensemble de réservoirs sous pression qui sépare l'effluent brut d'un puits de pétrole en ses composantes de pétrole, de gaz naturel et d'eau.

Bureaux de l'APGTC

Région	Adresse postale	Adresse	N° de téléphone	N° de télex	N° de télécopieur
Administration centrale	Tour B, 15e étage 355, chemin River VANIER (Ontario) K1A 0E4	Tour B, 14e étage 355, chemin River VANIER (Ontario)	(613) 993-3760	053-4366	993-9897
Maritimes	Pièce 102 2000, rue Barrington HALIFAX (N.-É.) B3J 3K1	Carré Scotia Tour Cogswell Pièce 102 2000, rue Barrington HALIFAX (N.-É.)	(902) 426-8570	019-23632	426-5253
	Laboratoire de l'APGTC C.P. 1006 DARTMOUTH (N.-É.) B2Y 4A2	Institut océanographique de Bedford DARTMOUTH (N.-É.)	(902) 426-3179 426-2525	–	–
Territoires du Nord-Ouest	C.P. 1500 YELLOWKNIFE (T.N.-O.) X1A 2R3	Immeuble Bellanca 6e étage, 4914, 50e Rue YELLOWNIFE (T.N.-O.)	(403) 920-8175	034-45570	873-8707
	C.P. 2020 INUVIK (T.N.-O.) X0E 0T0		(403) 979-3006	034-44541	979-2090
Ouest	C.P. 2638 Succursale «M» CALGARY (Alberta) T2P 3C1	Pièce 482 220, 4e Avenue Sud-Est CALGARY (Alberta)	(403) 231-5631	–	–